

Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Кафедра Термоэнергетика. Тепловые энергетические установки.  
Специальность 6.02.02.00 - Термоэнергетика

Допущен к защите  
Зав. кафедрой Кабдулин А.А.  
«    »      20   г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**  
**пояснительная записка**

Тема Повышение энергетической безопасности  
ТЭЦ-2 АО «АЭК»

Магистрант Мамур Мамуров А.С.  
подпись (Ф.И.О.)

Руководитель диссертации Кабдулин А.А. Кабдулин А.А.  
подпись (Ф.И.О.)

Рецензент            
подпись (Ф.И.О.)

Алматы, 2015г.

**Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»**

Факультет Теплоэнергетика  
Специальность 6М271700 - Теплоэнергетика  
Кафедра Исследования энергетических установок

**ЗАДАНИЕ**

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Мамаев Александр Селберганович  
(фамилия, имя, отчество)

Тема диссертации Повышение экологической безопасности ТЭУ-2 АО «АЭЗ»

утверждена Ученым советом университета № 139 от «31» 10.2014  
во изменение приказа № 142 от «28» 10.2014

Срок сдачи законченной диссертации «25» 06.2015

Цель исследования Исследовать котельную установку с котлом F-420-13,8-560 КТ (ПК-100) для восстановления котла трансформатора №8 ТЭУ-2 в городе Алматы. Предложить варианты обращения на снижение выбросов NOx, SOx и золов. в основном NOx.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов или краткое содержание магистерской диссертации:

Базисное состояние АЭЗ ТЭУ-2. Были проведены механические предпусковые по котельной установке с котлом F-420-13,8-560 КТ (ПК-100) для ТЭУ-2. Основными видами потенциальной схемы снижения были предложены растекание выбросов вращающихся валах багетов по всем семи котлах и общий расчет с котлами №8.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Презентация

Рекомендуемая основная литература

1. Самин, Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности "ВН от" 13.01.2012
2. Программа «Энергосбережение - 2020»
3. Техническая документация с ТЭО ПЗУ-2
4. Указ Н.П., Майникова Н.Ф., О.Н. Давид и др. Владельцы установок.

**Г Р А Ф И К**  
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
1. <u>Бюджетный расчетный обзор по теме диссертации</u>	30.02.2015.	
2. <u>Анализ состояния и перспективы развития ТЭО ПЗУ-2. Расчет тепловой схема станции.</u>	18.03.2015.	
3. <u>Технологическая схема сжигаемая. Выбор технологической схема сгорания для сжигания отходов ПЗУ</u>	6.04.2015.	
4. <u>Проведение расчетов и определение нормативов ПРВ. Расчет котлов</u>	12.05.2015.	
5. <u>Проведение расчетов и определение нормативов ПРВ. Общий расчет котлов ПЗУ.</u>	16.05.2015.	
6. <u>Нормативы ПРВ</u>	4.06.2015.	
7. <u>Подготовка документации к защите</u>	12.06.2015.	

Дата выдачи задания 25.01.2014 г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_

(подпись)  
(подпись)

(Кибакин А.А.)  
(Ф.И.О.)

Руководитель диссертации \_\_\_\_\_

(подпись)  
(подпись)

(Кибакин А.А.)  
(Ф.И.О.)

Задание принял к исполнению магистрант \_\_\_\_\_

(подпись)  
(подпись)

(Штаев Л.С.)  
(Ф.И.О.)

## **АННОТАЦИЯ**

В данной магистерской диссертации рассматривается повышение экологической безопасности ТЭЦ-2. Котельной установке с котлом Е-420-13,8-560 КТ (ПК-100) для восстановления котла станционный № 8 ТЭЦ-2 в городе Алматы Республики Казахстан. Расчётным топливом является каменный уголь Экибастузского месторождения. Растопочное топливо – мазут М100. Особенное внимание обращено на снижения выбросов  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$  и золы.

### **Андатпа**

Бұл магистрлік диссертацияда АлЭС АҚ ЖЭО-2 экологиялық қауыпсіздігін арттыру қарастырылады. Қазақстан Республикасындағы Алматы қаласының қазандық №8 ЖЭО-2 станционны қазандықалпына келтіру үшін Е-420-13,8-560 КТ (РС-100) қазандық қондырғысы қарастырылған. Есептелген отын Екібастұз көмір кен орны болып табылады. Тұтату отыны - мазут М100.  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$  және күл шығарындыларының азайтылуына ерекше көңіл бөлінді.

### **Annotation**

This master's thesis is Ecology safety improvement of HPP-2 JSC Almaty Power Stations. Considered a boiler plant with a boiler E-420-13,8-560 CT (PC-100) for the restoration of the boiler station number 8 CHP-2 in Almaty, Republic of Kazakhstan. A calculated fuel is Ekibastuz coal field. Starting fuel - fuel oil M100. Particular attention is paid to the reduction of emissions of  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$  and ash.

## Содержание

Введение.....	7
1 Описание и оценка состояния АлЭС- ТЭЦ-2.....	8
1.1 Основное оборудование станции.....	8
1.2 Тепловая схема ТЭЦ.....	8
1.3 Газоочистное оборудование.....	9
1.4 Топливное хозяйство.....	10
1.5 Химводоочистка.....	11
1.6 Система технического водоснабжения.....	11
1.7 Система гидрозолоудаления.....	12
1.8 Электрическая схема ТЭЦ.....	12
1.9 Котельный цех.....	13
1.10Турбинный цех.....	14
1.11Компоновка главного корпуса.....	17
1.12 Расчет тепловой схемы АТЭЦ-2.....	19
1.13 Сравнительная таблица результатов теплового расчета котлов Е- 420-13,8-560КТ (ПК-100) и БКЗ 420-140-7.....	31
Вывод.....	34
2 Котел №8. Технические предложения по котельной установке с котлом Е- 420-13,8-560 КТ(ПК-100) для ТЭЦ-2.....	35
2.1 Основные данные по котлу.....	35
2.2 Состав котельной установки.....	35
2.3Состав и характеристика топлива.....	35
2.4 Основные технические решения по котлу.....	37
2.5 Общая характеристика вспомогательного оборудования.....	38
2.6 Система пылеприготовления.....	42
2.7 Топочно-горелочные устройства и обоснование выбора.....	42
2.8 Обоснование выбора тангенциальной схемы сжигания.....	45
2.9 Топочно-горелочное устройство.....	49
2.10 Воздушная система котла.....	52
2.11 Элементы котла под давлением.....	53
2.12 Гарнитура котла.....	59
2.13 Арматура котла.....	59
2.14 Отбор проб пара и воды.....	59
2.15 Металлоконструкции котла.....	60
2.16 Изоляция и обшивка котельной установки.....	60
2.17Схема пылегазовоздухопроводов.....	60
2.18 Компоновка котельной установки.....	62
Вывод.....	65

3. Проведение расчетов и определение нормативов ПДВ.....	66
3.1 Расчет вредных веществ в атмосферу от котла №1,2,3,4,5,6,7..	66
3.2 Расчет котлоагрегата №8.....	105
Вывод.....	110
Заключение.....	111
Список литературы.....	112

## Введение

Алматинская ТЭЦ-2 – один из департаментов, входящих в состав АО «Алматинские электрические станции» (АО «АлЭС»). Сегодня эта станция дает городу 40% тепловой энергии, объем производства электроэнергии составляет порядка 50%. Тепло, производимое здесь, стоит в 2,5 раза дешевле тепловой энергии с ТЭЦ-1 и ЗТК (Западного теплового комплекса), поскольку теплоэлектроцентраль работает на Экибастузском угле, а не на газе. В последние годы станцию расширяют, оборудование ТЭЦ-2 модернизируют – его износ составляет 70%. Одно из новшеств, внедренных в последние годы на ТЭЦ-2, – система очистки дымовых газов, выбрасываемых трубами станции. Запроектированная система предусматривала выброс в атмосферу 5% выхлопов, а после модернизации (установки эмульгаторов) выбросы снизились в 3 раза – до 1,5%. Пока на ТЭЦ-2 работают 7 котлов, но в скором времени появится 8-й. Он необходим в связи с расширением города в западном направлении. Дополнительная электрическая и тепловая энергия потребуется и бытовым потребителям, и объектам будущей Универсиады, и промышленным предприятиям, строительство которых планируется вблизи ТЭЦ-2 [7].

В связи с особо острой проблемой снижения вредных выбросов в условиях города Алматы в нашем проекте особенное внимание обращено на применение современных методов и средств снижения выбросов  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$  и золы [8].

## 1 Описание и оценка состояния АлЭС- ТЭЦ-2

### 1.1 Основное оборудование станции

Алматинская ТЭЦ-2 построена в три очереди:

Первая очередь строительства осуществлялась в 1978-1983 годы.

Были введены в эксплуатацию три паровых котла типа БКЗ-420-140-7С и три паровых турбины типа ПТ-80/100-130/13 [17].

Вторая очередь строительства осуществлялась в 1985-1989 годы.

Введены в эксплуатацию еще четыре паровых котла БКЗ-420-140-7С, одна паровая турбина типа Р-50-130/13 и две паровые турбины типа Т-110/120-130-5 [17].

Третья очередь строительство новой бойлерной и 8-го котла идет с 2012 года бойлерная запущена в эксплуатацию к началу 2013 года [17].

Установленная мощность станции составляет:

- электрическая - 510 МВт,
- тепловая - 1176 Гкал/ч.

Располагаемая мощность станции составляет:

- электрическая - 410 МВт,
- тепловая - 841 Гкал/ч.

### 1.2 Тепловая схема ТЭЦ

Для подготовки подпиточной воды тепловых сетей и основного цикла, а также технологических и питьевых нужд, используется вода питьевого качества. Водоснабжение осуществляется от насосной станции № 29 Талгарского подземного водозабора по двум водопроводам Ø 700 мм и двум водопроводам Ø 800 мм с температурой 11-13°С. По трубопроводам диаметром Ø 700 сырая вода поступает к бакам запаса сырой воды  $4 \times V = 3000 \text{ м}^3$ , и насосами сырой воды подается на охлаждение конденсаторов в встроенные пучки конденсаторов турбоагрегатов 3хПТ-80/100-130/13 2х Т-110/120-130-5. Затем, подогреваясь до 30-35°С, сырая вода поступает на химводоочистку. После ХВО подпиточная вода направляется в вакуумные деаэраторы 14 штук, греющей средой которых является прямая сетевая вода, отбираемая после пиковых бойлеров [17].

После вакуумных деаэраторов подпиточная вода подается в баки аккумуляторы  $5 \times V = 3000 \text{ м}^3$  или подпиточными насосами подается в линию обратной сетевой воды. Греющим паром для основных бойлеров является теплофикационный отбор турбин 3хПТ-80/100-130/13. Греющим паром пиковых бойлеров является: производительный отбор турбин 3хПТ-80/100-130/13, турбины противодавления Р-50-130/13 и общестанционный коллектор пара 1,3 Мпа [17].

Пар на производство, на собственные нужды станции и мазутное хозяйство подается из общестанционного коллектора 1,3 МПа.



Для обеспечения потребности в паре 1,3 МПа и 0,15 МПа на станции установлены 2хРРОУ-150/13 и РОУ-250/13 [17].

Предприятия, использующие на технологические нужды пар 1,3 МПа, получают его по шести паропроводам из производственных отборов турбин ст. №1,2,3, противодавления турбины ст. №4 и через РРОУ-1,2,3 от парового котла ст. №1,2,3,4,5,6,7 [17].

Подогрев сетевой воды производится последовательно в основных и пиковых подогревателях [17].

Схема подачи сетевой воды двухступенчатая. Сетевые насосы второго подъема установлены на первой очереди после пиковых бойлеров, а на второй и третьей очереди до пиковых бойлеров [17].

Обратная сетевая вода сетевыми насосами подается соответственно на основные подогреватели паровых турбин 2х Т-110/120-130-5. Пиковые подогреватели паровых турбин и общестанционные пиковые бойлеры. Затем насосами второго подъема сетевой воды сетевая вода по магистралям идет в город в. ТЭЦ-2 работает по тепловому графику с довыработкой электроэнергии в конденсационном режиме.

Тепловая схема ТЭЦ-2 выполнена по секционному принципу с поперечными связями по пару и воде.

Восполнение потерь в цикле ТЭЦ обеспечивается химобессоленной водой.

В качестве исходной воды для подпитки котлов и теплосети используется вода питьевого качества.

Отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется в горячей воде для зоны теплофикации г. Алматы и в паре для расположенного на прилегающей территории мазутного хозяйства [17].

ТЭЦ работает в базовом режиме совместно с Западным тепловым комплексом (ЗТК), который работает в пиковом режиме, ТЭЦ-1.

Выдача тепла на ЗТК осуществляется по тепломагистрали из двух труб  $Dy = 800$  и  $1000$  мм. Выдача тепла на ТЭЦ-1 осуществляется по тепломагистрали  $Dy = 800$  а так же существует обратная магистраль с ТЭЦ-1  $Dy = 800$ . Система горячего водоснабжения открытая. Температурный график отпуска тепла - специальный с максимальной температурой сетевой воды зимой – до  $135^{\circ}C$ , летом -  $70^{\circ}C$  [17].

Мазутохозяйству АПТС по двум паропроводам  $Dy=150$  мм, с максимальным расчетным расходом тепла  $17.6$  Гкал/ч.

### *1.3 Газоочистное оборудование*

Для очистки дымовых газов от вредных веществ на котлах ТЭЦ-2 применяются мокрые золоуловители:

- на котлах ст. № 1,2,3,4,5,6,7 - скрубберы МВ-ВТИ с предвключенными трубами Вентури.

Дымовые газы от котлов выбрасываются через две дымовые трубы высотой 129 м, диаметром устья 6.0 и 6.6 м. К трубе № 1 подключены котлы ст. № 1,2,3,4, к трубе № 2 - котлы ст. № 5,6,7 [17].

#### *1.4 Топливное хозяйство*

Тракт топливоподачи состоит из следующих сооружений.

Разгрузочное устройство, состоящее из двух роторных четырехпорных вагонопрокидывателей, рассчитанных на разгрузку вагонов до 134 тонн. Дробление угля на решетках приемных бункеров осуществляется дробильно-фрезерными машинами ДФМ-11. Из бункеров на ленточные конвейеры топливо подается качающимися питателями. Надвиг вагонов осуществляется локомотивами [17].

Дробильный корпус, оборудованный двумя молотковыми дробилками типа Д20х20 производительностью по 1000 т/ч каждая.

Склад угля емкостью 362730 тонн, оборудован ленточными конвейерами выдачи топлива на склад и со склада. Выдача топлива на склад производится из дробильного корпуса, до дробилок, со склада - бульдозерами через загрузочные бункеры с решетками, с помощью качающихся питателей.

Основной тракт топливоподачи, состоящий из ленточных конвейеров 1 и 2 подъема, шириной ленты 1400 мм. На 2 подъеме топливо взвешивается ленточными весами типа ЛТМ. Для предохранения дробилок и мельниц на конвейерах ст. № 2 и № 3 установлены электромагнитные сепараторы: шкивные и подвесные [17].

Топливоподача в пределах главного корпуса, где производится загрузка бункеров сырого угля с помощью двухсторонних стационарных Лужковых сбрасывателей. В башне пересыпки главного корпуса и на конвейере ст.№2 установлены пробо-отборные установки в комплекте с дробильно-делительными установками [17].

Для разгрузки неисправных вагонов служит эстакада высотой 3 м, длиной 120 м, оснащенная люкозакрывателями.

Для размораживания, прибывающего на ТЭЦ смерзшегося угля, эксплуатируется двухпутное размораживающее устройство на 20 вагонов.

Мазутное хозяйство на Алматинской ТЭЦ-2 рассчитано на прием восьми 60-ти тонных железнодорожных цистерн, хранение мазута марки "100" и подачу его в котельное отделение на растопку и подсветку котлов, до 45 м<sup>3</sup>/ч, давлением  $P = 2.2$  МПа, с учетом рециркуляции и состоит из:

Сливной железнодорожной эстакады длиной 100 м с приемной емкостью, оснащенной четырьмя погружными насосами [17].

Склада мазута, состоящего из трех надземных металлических резервуаров по 1000 м<sup>3</sup>.

Мазутонасосной, заблокированной с маслоаппаратной.

### 1.5 Химводоочистка

Химводоочистка подпитки котлов работает по схеме 2-х ступенчатого обессоливания с производительностью 140 м<sup>3</sup>/час.

Химводоочистка подпитки теплосети работает по схеме обработки комплексом ИОМС или подкисления с последующей декарбонизацией. Производительность установки 7000 м<sup>3</sup>/час [17].

### 1.6 Система технического водоснабжения

Система технического водоснабжения ТЭЦ - оборотная.

В качестве охладителей используются вентиляторные градирни. Подача охлаждающей воды на конденсаторы происходит под действием естественного напора. Возврат нагретой воды производится с помощью циркуляционных насосов [17].

На ТЭЦ установлены 6 двухсекционных вентиляторных градирен. Общая площадь орошения составляет  $6 \times 648 = 3880$  м<sup>2</sup>. Общий расход охлаждаемой воды  $6 \times 8000 = 48000$  м<sup>3</sup>/час.

Вентиляторы, установленные на градирне, изготовлены двумя фирмами. Рабочее колесо вентилятора (ступица с 6-ю лопастями), входящее в состав установки диаметром 10,4 м изготовлено немецкой фирмой «Нема» и устанавливается непосредственно на вал тихоходного электродвигателя ВАСВ-17-40-52, изготовленного Московским электромеханическим заводом им. Владимира Ильича [17].

Электродвигатель – асинхронный, трехфазный, закрытого типа для работы на открытом воздухе типа ВАСВ-17-40-52 работает при непрерывном водяном охлаждении:

Номинальная мощность, кВт	200;
Напряжение, В	6000;
Скорость вращения, об/мин	110;
КПД, %	84,5;
Расход воды на охлаждение электродвигателя	10 м <sup>3</sup> /ч;
Напор воды на входе	2 м.вод.ст.

По паспортным данным фирмы «Нема», вентилятор диаметром 10,4 м при летней эксплуатации обеспечивает:

Количество воздуха 2,7 млн.м<sup>3</sup> (при T=30°C =80%, Pб=760 мм.рт.ст.);

Скорость вращения 95 об/мин.;  
Потребляемая мощность 200 кВт

### 1.7 Система гидрозолоудаления

Система гидрозолоудаления ТЭЦ оборотная, гидравлическая, включает в себя 3 багерные насосные станции, стальные золошлакопроводы, водоводы, насосные станции осветленной воды и двухсекционный золоотвал.

Насосная № 1 транспортирует золу и шлак от котлов ст. № 1,2,3 насосная № 3 золу от котлов ст. № 4,5,6,7. Насосная № 2 - шлак от котлов ст. № 4,5,6,7 [17].

Осветленная вода с золоотвал насосами подается через промежуточную емкость на всас насосов. Насосы орошающей воды (НОВ) подают осветленную воду на сопла труб Вентури. На орошение скрубберов, транспорт золы и шлака, охлаждение подается осветленная вода от коллектора насосов НГЗУ [17].

### 1.8 Электрическая схема ТЭЦ

В настоящее время вся электрическая мощность ТЭЦ выдается и распределяется на напряжение 110 кВ.

Генераторы ст. № 1,2,3 типа ТВФ-120-2, генераторы ст. № 5,6 типа ТВФ-110-2Е, в блоках с двухобмоточными трансформаторами типа

ТДЦ-125000/110 и генератор ст. № 4 типа ТВФ-63-2Е, в блоке с двухобмоточным трансформатором типа ТДЦ-80000/110 подключены к шинам ОРУ 110 кВ. Схема распределительного устройства 110 кВ выполнена с двойной рабочей и обходной системами шин, с одним выключателем на цепь. Обе рабочие системы шин секционированы. На ОРУ 110 кВ установлены масляные выключатели типа У-110-2000 [17].

По проекту котлы БКЗ-420-140-7С АТЭЦ-2 рассчитаны на сжигание Карагандинского промпродукта с характеристикой:

Теплота сгорания, ккал/кг	3 880
Зольность, %	38,7
Влага, %	10,0
Выход летучих, %	30,0

Из-за недостатка промпродукта с 1990 года его поставки были прекращены. На сжигание стала поступать смесь борлинского, куучекинского и экибастузского углей.

В соответствии с ПТЭ п.4.3.33 из-за изменения топлива проведены испытания котла лицензированным предприятием РСПП «Казэнергонадка», по результатам которых гарантирована его надежная и взрывобезопасная работа (Теплотехнические испытания головного котла БКЗ-420-140-7с ст.1 Алма-Атинской ТЭЦ-2) [17].

В последнее время АТЭЦ-2 сжигает угли только экибастузского месторождения.

Средняя характеристика сжигаемых углей за 2014 год составила:

Теплота сгорания, ккал/кг	4 520
Зольность, %	34
Влага, %	5,5

### 1.9 Котельный цех

Однобарабанный, вертикально-водотрубный котельный агрегат БКЗ-420-140-7с с естественной циркуляцией предназначен для сжигания промпродукта углей Карагандинского месторождения.

В качестве резервного топлива может быть использован природный газ Бухарского месторождения [17].

Завод-изготовитель-Барнаульский котельный завод. Котел 7-й модификации спроектирован с учетом сейсмичности места установки.

Расчетные характеристики сжигаемого котлом промпродукта мокрого обогащения Карагандинских углей:

$$A^p=38,7\%;w^p=10\%;C^p=42,1\%;H^p=267;S^p=0,9\%;$$
$$O^p=4,9\%;N^p=0,7\%;O^p_{н}=3880\text{Ккал/Кг};V^r=30\%.$$

В последнее время на котлах сжигаются угли Экибастузского и Карагандинского месторождений разных разрезов [17].

Основные характеристики:

а/ Экибастузского угля:

$$\text{Теплота сгорания } -Q^p_{н} = 4125 - 4560 \text{ ккал/кг}$$

$$\text{Влажность } - W_p = 4,9 - 7,5 \%$$

$$\text{Зольность } - A_p = \text{до } 40,6 \%$$

б/ Карагандинского угля:

$$\text{Теплота сгорания } -Q^p_{н} = 4100 - 4400 \text{ ккал/кг}$$

$$\text{Влажность } - W_p = 2,8 - 5,2 \%$$

$$\text{Зольность } - A_p = \text{до } 43 \%$$

Общий выход летучих –  $V_p \sim 30 \%$ .

### 1.2.Краткая характеристика котла

- паропроизводительность	-420Т/ч
-видимое теплонапряжение в топке	-103,5х
	-10 <sup>3</sup> Ккал/м <sup>3</sup> ч.
-давление в барабане котла	-159Кгс/см <sup>2</sup> .
-давление перегретого пара	-140Кгс/см <sup>2</sup> .
Расход концентрата на впрыск	-12,7Т/ч
-температура перегретого пара	-560°С.
-температура питательной воды	-210°С.
(заводом допускается п.в.=160°С с паровой нагрузкой не более 89% номинала –373,8Т/ч при номинальных параметрах пара).	

-температура уходящих газов	-128°С.
-температура ядра факела	-1922°С.
-температура на выходе из топки	-1079°С.
-температура воздуха за Ист. ТВП	-343°С.
-температура холодного воздуха	-30°С.
температура воздуха за I ст. ТВП	-210°С.
температура питательной воды за Ист. ВЭ	-234°С.
-температура питательной воды за II ст. ВЭ	-310°С.
-температура пара за I ст.ПП	-378°С.
-температура пара за ПП-I	-396°С.
ШПП-II _433°С; ПП-III –501°С;ПП-IV –560°С.	
-поверхность стен топочной камеры и ширм	-1961м2.
-поверхность нагрева пароперегревателя (ПП)	-3168м2
-то же водяного экономайзера (ВЭ)	-4150м2.
-то же воздухоподогревателя (ПВП)	-26838м2.
-ширина котла по осям колонн	-19,5м.
-глубина котла по осям колонн	-20м.
-высота котла	-42м.
-полный вес металла котла	-2580 т
-вес металла под давлением	-868 т

## *1.10Турбинный цех*

### *1.10.1Турбина ПТ-80/100-130/13*

Турбина паровая типа ПТ-80/100-130/13 конденсационная с двумя регулируемыми отборами пара — производственным и 2-х ступенчатым теплофикационным отбором, номинальная мощность 80 Мвт. Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат и предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТВФ-120-2 мощностью 120 Мвт [17].

Свежий пар от котла подается к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен клапан АЗВ (автоматический затвор) или стопорный клапан, откуда по четырем перепускным трубам через РК (регулирующие клапана) поступает в ЦВД. Паровпуск в обоих цилиндрах расположен со стороны среднего подшипника, что снижает осевые усилия на упорный подшипник [17].

Турбина имеет сопловое парораспределение. Парораспределение части высокого давления состоит из четырех регулирующих клапанов, расположенных в паровых коробках которые приварены к корпусам передней части ЦВД, подающих пар на лопатки регулирующей ступени и пятого перегрузочного клапана, перепускающего пар из камеры регулирующей ступени в камеру за четвертой ступенью при режиме расхода пара в ЦВД свыше 415 т/час [17].

ЦВД литой конструкции из жаропрочной стали. Проточная часть ЦВД имеет одну венечную регулируемую ступень и 16 ступеней давления. На выходе из ЦВД часть пара идет в регулируемый производственный отбор, остальная часть направляется в ЦНД [17].

Давление в камере производственного отбора поддерживается четырьмя регулирующими клапанами, расположенными в передней части ЦНД. Из ЦВД пар по четырем перепускным трубам поступает к паровым коробкам, регулирующим клапанов ЦНД. Передняя часть ЦНД выполнена литой из высококачественной углеродистой стали. Выхлопная часть ЦНД сварная [17].

Проточная часть ЦНД состоит из четырех частей:

Первая ЧСД — до верхнего теплофикационного отбора — имеет одну регулируемую ступень и 7 ступеней давления. Вторая — между теплофикационными отборами — промежуточный отсек — имеет две ступени давления. Третья ЧНД — часть низкого давления — имеет одну регулируемую ступень и две ступени давления [17].

Давление теплофикационных отборов регулируется одной поворотной диафрагмой, расположенной перед ЧНД.

Ротор высокого давления (РВД) цельнокованный, а ротор низкого давления (РНД) состоит из десяти цельнокованных дисков и трех насадных.

РВД и РНД гибкие, между собой и ротором генератора соединены жесткими муфтами и имеют один общий упорный подшипник.

Вращение ротора по часовой стрелке, если смотреть со стороны переднего подшипника.

Фикс-пункт турбины расположен на задней фундаментной раме ЦНД, расширение турбины происходит в сторону переднего подшипника.

Основные параметры турбины:

Номинальная мощность 80 000 Квт.

Частота вращения ротора 3000 об/мин.

Турбина рассчитана для работы при следующих параметрах пара:

абсолютное давление свежего пара перед АЗВ — 130 кгс/см<sup>2</sup>;

температура свежего пара перед АЗВ — 555<sup>0</sup>С.

Количество охлаждающей воды, проходящей через конденсатор — 8000 м<sup>3</sup>/час, при расчетной температуре на входе в конденсатор 20 °С.

Максимальный расход пара на турбину при номинальных параметрах составляет — 470 т/час.

Максимальный расход пара в конденсатор — 220 т/час.

Минимальный расчетный пропуск пара в ЧНД при закрытой поворотной диафрагме примерно 10 т/час.

Давление пара регулируемого отбора 13 □ 3 кгс/см<sup>2</sup> (абс.).

Давление пара регулируемого теплофикационного отбора  
верхний — 0,5 □ 3,5 кгс/см<sup>2</sup> (абс.).

нижний — 0,3 □ 1,0 кгс/см<sup>2</sup> (абс.).

### 1.10.2 Турбина Т-110/120-130-5

Турбина представляет собой трехцилиндровый одновальный агрегат, состоящий из ЦВД, ЦСД, ЦНД. Общее число ступеней – 27 [17].

Основные параметры турбины Т-110/120-130-5

-Мощность номинальная,	МВт	110
-Мощность максимальная,	МВт	120
Давление свежего пара (абс.), кгс/см <sup>2</sup> (МПа)	130 (12,75)	
Температура свежего пара,	оС	555
Тепловая нагрузка, Гкал/ч		
-номинальная (суммарная по обеим отборам)	175	
-максимальная (при использования тепла пара, поступающего в конденсатор)	184	
Расход свежего пара, т/ч		
-номинальный	480	
-максимальный	485	
-на конденсационном режиме при номинальной мощности	398	
-на конденсационном режиме при максимальной мощности	437	
Частота вращения ротора, об/мин	3000	
Номинальный расход охлаждающей воды, проходящий через конденсаторы, м <sup>3</sup> /ч	16000	
Номинальная температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы, оС	20	
Расчетное абсолютное давление в конденсаторе на конденсационном режиме при номинальной мощности, кгс/см <sup>2</sup> (МПа)	0,057 (0,0056)	

### 1.10.3 Турбина Р-50-130/13.

Турбина представляет собой одноцилиндровый агрегат с одновенечной регулирующей ступенью и 16-ю ступенями давления.

Ротор турбины цельнокованный, расчетная критическая частота вращения составляет 1790 об/мин, с ротором генератора соединяется жесткой муфтой [17].

Турбина имеет сопловое парораспределение. Свежий пар подводится к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен клапан автоматического затвора, откуда пар по перепускным трубам поступает к четырем регулирующим клапанам, расположенным в паровых коробках, вваренных в переднюю часть цилиндра и перепускному клапану за 4-ую ступень [17].

Фикспункт турбины расположен на раме заднего подшипника со стороны турбогенератора, и тепловое расширение турбины происходит в сторону переднего подшипника [17].

### 1.11 Компоновка главного корпуса

В объёмно-планировочном решении главный корпус выполнен в заглубленном варианте и спроектирован для установки трех турбоагрегатов



типа ПТ – 80/100 - 130/13 ЛМЗ с ТВФ 120 – 2, одного Р – 50 – 30/13 ЛМЗ с ТВФ 63 – 2УЗ, двух Т – 110/120 – 130 УТМЗ с ТВФ 110 – 2ЕУЗ, а также восьми пылеугольных котлов типа БКЗ – 420 – 140 – 7С и представляет четырех пролетное здание из продольно расположенных [17].:

- машинного отделения пролётом 39 м, ряд «А – Б» с пристройкой 12м конденсационном отделении ряд «а – А».

- деаэрационного отделения пролётом 12 м , ряды «Б – В»

- бункерного отделения пролётом 12 м, ряды «В – Г»

- котельного отделения пролётом 39 м, ряды «Г – Д» с двенадцатиметровой пристройкой. Продольный шаг колонн каркаса принят равным 6 метрам.

Машинное отделение выполнено с поперечным расположением турбогенераторов и оборудовано двумя мостовыми кранами грузоподъёмностью 50/10 т.

Основные отметки машинного отделения:

- пол конденсационного отделения минус 12,00 метров.

- отметка обслуживания турбогенераторов 0,00 м.

- низ ферм перекрытия плюс 16,70 м

В конденсационном отделении машзала размещены фундаменты турбогенераторов, конденсаторы, питательные, конденсатные и дренажные насосы, пусковые и резервные электрические маслонасосы, насосы охлаждающей воды конденсаторов, регенеративные и сетевые подогреватели.

Турбины и генераторы установлены на сборном железобетонном фундаменте, не связанном с другими строительными конструкциями (по островному принципу), чтобы вибрация турбогенераторов не передавалась на них. Вокруг турбогенераторов установлены площадки обслуживания, соединённые между собой продольными проходами , идущими вдоль стен машинного зала. Отметка площадки обслуживания турбогенераторов + 0,15 м [17].

Регенеративные подогреватели ПНД, ПВД установлены на металлическом каркасе, если смотреть с переднего стула турбины на генератор, с правой стороны турбины. Сетевые подогреватели размещены в места, с учётом удобной трассировки трубопроводов [17].

Для обслуживания вспомогательного оборудования предусмотрены промежуточные площадки на двух уровнях между площадками обслуживания турбины и полом конденсационного помещения [17].

В кармане (ряд «а-А») размещены насосы сырой воды СЭ-1250 - 70 и циркуляционные насосы, и их трубопроводы [17].

Для обеспечения монтажа, обслуживания и ремонта вспомогательного оборудования, арматуры и трубопроводов в пролёте «кармана» смонтирована кран-балка с грузоподъёмностью 10 т [17].

Бункерно-деаэрационное отделение, пролёты «Б-В-Г», является основным ядром жёсткости каркаса главного корпуса. В пролёте «В-Б» располагаются:

- на отметке – 8,4 м РУСН-10 и 0,4 кВт
- на отметке – 4,00 м кабельные полуэтажи РУСН,
- на отметке – 12,00 м кабельные полуэтажи ГЩУ и ГрЩУ.
- на отметке 0,15 м главный щит управления аккумуляторная, групповые щиты управления.

- на отметке +6,10 м размещены общестанционные трубопроводы высокого давления (питательной воды и острого пара), РОУ. Площадка оборудована подвесными кран-балками грузоподъёмностью 5 т [17].

- на отметке + 10,00 м расположены трубопроводы низкого давления ПДУ и деаэрационных теплофикационной установки.

- на отметке + 20,10 м в полуоткрытом исполнении установлены деаэраторы 6 и 1,2 ата. Для обеспечения их ремонта и обслуживания установлены 2 кран-балки грузоподъёмностью 10 т [17].

В пролёте «В-Г» расположены бункеры сырого угля.

- на отметке - 12,00 м установлены молотковые мельницы ММТ-2000/2590/730 и мельничные вентиляторы ВГДН – 15 □ = 900

- на отметке 0,15м питатели сырого угля

- на отметке +12,50 м ленточные конвейеры загрузки бункеров сырого угля.

От котельного отделения бункерно-деаэрационное отделение отделено сплошной стеной по ряду «В» (отметка 0,00 + 10,00 м), перекрытием на отметке +10,00 м и сплошной стеной по ряду «Г» (отметка +10,00 до +20,00 м) [17].

В котельном цехе расположены котлы БКЗ – 420 – 140 – 7С от –12,00 до +20,40 м. На отметке - 12,00 м (зольное помещение) расположено оборудование гидрозолоудаления (ГЗУ) и дутьевые вентиляторы ДН – 26 - ГМ, а также багерные насосные. Котлы установлены на собственных каркасах. Для выполнения ремонтных работ используются кран-балки грузоподъёмностью 10 т, подвешенные к фермам перекрытия котельного цеха [17].

Дымососы ДН – 26х2-0,65 установлены вне главного корпуса открыто, за рядом «Е». Со стороны постоянного и временного торцов и в осях 24 - 25 главного корпуса предусмотрены монтажно-ремонтные площадки с автомобильными въездами [8].

## 1.12 Расчет тепловой схемы АТЭЦ-2

### 1.12.1 Тепловые нагрузки ТЭЦ

По данным ТОО "Алматыэнерго" и ТОО "Алматинский тепловые сети" максимальная тепловая нагрузка АТЭЦ-2 составляет  $Q_{\max}=1065$  Гкал/ч, из них нагрузка горячего водоснабжения  $Q_{\text{гвс}}=195$  Гкал/ч, нагрузка отопления и вентиляции  $Q_{\text{от}}=870$  Гкал/ч.

Климатологические данные для г. Алматы

Температура наружного воздуха:

- Расчетная отопления  $t_{\text{H}}^{\text{P}} = -25 \square \text{C}$
- Средняя холодная месяца  $t_{\text{H}}^{\text{XM}} = -7,4 \square \text{C}$
- Средняя отопительного периода  $t_{\text{H}}^{\text{CP}} = -2,1 \square \text{C}$
- Средняя летнего периода  $t = +20 \square \text{C}$  [9]

Расчет тепловых нагрузок по режимам:

1-режим, максимально-зимний

$$Q^{\text{I}} = Q_{\max} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{гвс}} = 870 + 195 = 1065 \text{ Гкал/ч}$$

11-режим, расчетно-контрольный

$$Q^{\text{11}} = Q_{\text{от}} + \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{H}}^{\text{XM}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{H}}^{\text{P}}} + Q_{\text{гвс}} = 870(18 + 7.4)/(18 + 25) + 195 = 708 \text{ Гкал/ч}$$

111- режим, среднеотопительный

$$Q^{\text{111}} = Q_{\text{от}} + \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{H}}^{\text{CP}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{H}}^{\text{P}}} + Q_{\text{гвс}} = 870(18 + 2.1)/(18 + 25) + 195 = 600 \text{ Гкал/ч}$$

IV - режим, летний

$$Q^{\text{IV}} = Q_{\text{гвс}} = 195 \text{ Гкал/ч}$$

Тепловая мощность основного оборудования

Теплофикационных отборов турбин

$$3 \times \text{ПТ-80/100-130/13}, \square Q_{\text{отб}}^{\text{ПТ}} = 3 \times 80 = 240 \text{ Гкал/ч}$$

$$2 \times \text{Т-110/120-130}, \square Q_{\text{отб}}^{\text{T}} = 2 \times 175 = 350 \text{ Гкал/ч}$$

Суммарная мощность отборов

$$Q_{\text{отб}} = \square Q_{\text{отб}}^{\text{ПТ}} + \square Q_{\text{отб}}^{\text{T}} = 240 + 350 = 590 \text{ Гкал/ч}$$

Мощность пиковых бойлеров

$$\text{ПТ-80/100-130}, \square Q_{\text{пб}}^{\text{ПТ}} = 3 \times Q_{\text{пб}}^{\text{ПТ}} = 3 \times 130 = 390 \text{ Гкал/ч}$$

$$\text{Р-50-130}, \square Q_{\text{пб}}^{\text{P}} = 230 \text{ Гкал/ч}$$

Суммарная мощность пиковых бойлеров

$$\square Q_{\text{пб}} = \square Q_{\text{пб}}^{\text{ПТ}} + \square Q_{\text{пб}}^{\text{P}} = 390 + 230 = 620 \text{ Гкал/ч}$$

Для г. Алматы по нормам рекомендуется коэффициент теплофикации

$$\square_{\text{тэц}} = 0,5 \square 0,55$$

Расчетный коэффициент теплофикации

$$\square_{\text{тэц}} = Q_{\text{отб}} / Q^{\text{I}} = 0,52$$

Нагрузка отборов турбин

$$Q_{\text{отб}} = \square_{\text{тэц}} Q^{\text{I}} = 0,52 \times 1065 = 554 \text{ Гкал/ч}$$

Пиковая нагрузка АТЭЦ-2

$$Q_{\text{пик}} = Q^1 - Q_{\text{отб}} = 1065 - 554 = 551 \text{ Гкал/ч}$$

Данные по тепловым нагрузкам сведем в таблицу 1.1.

Таблица 1. 1- Сводная таблица тепловых нагрузок

/п	Наименование потребителя	Обозначение	Един.	Режимы			
				1	1	11	1V
	Отопление и вентиляция	$Q_o$	Гкал/ч	8	5	40	-
	Горячего водоснабжения	$Q_r$	Гкал/ч	1	1	19	19
	Итого по ТЭЦ	$Q$	Гкал/ч	1	7	60	19
	Основные сетевые подогреватели	$Q_o$	Гкал/ч	5	5	55	19
	Пиковые сетевые подогреватели	$Q_p$	Гкал/ч	5	1	46	-

1.12.2 Определение расходов пара на собственные нужды ТЭЦ

а) Расход пара на мазутохозяйство

На АТЭЦ-2 мазут используется как растопочное топливо.

Теплотворная способность мазута

$$Q_p^p = 38940 \text{ кДж/кг}$$

Расход мазута на растопку энергетических котлов

$$D_{\text{расч}} \frac{(h_{\text{тв}} - h_{\text{тв}})}{Q_p^p} = \frac{252(3480 - 994)}{38940 \cdot 0.91} = 17.68 \text{ т/ч}$$

$$B_{\text{расч}}^{\text{эк}}$$

где количество пара от двух растапливаемых котлов с 30  $\square$  производительностью  $[\square \square]$ , определяется как

$$D_{\text{раст}} = \frac{30 \cdot 2 \cdot D_{\text{кв}}}{100} = \frac{30 \cdot 3 \cdot 420}{100} = 252 \text{ т/ч}$$

энтальпия пара и воды [3]:

$$h_{\text{пт}} = 3480 \text{ кДж/кг при } P = 140 \text{ ата, } t = 545 \text{ } \square \text{ C}$$

$$h_{\text{пв}} = 994 \text{ кДж/кг при } t_{\text{пв}} = 230 \text{ } \square \text{ C, } P_{\text{пв}} = 175 \text{ ата}$$

Расход пара на слив мазута из ж/д цистерн

$$D_{\text{сл}} = n (0,636 - 0,0106 t_{\text{пв}}), \text{ т/ч}$$

где  $n = 5$  число цистерн в одной ставке слива мазута,  $t_{нв}$ -температура наружного воздуха.

Расчет ведем по режимам:

$$D_{сл}^1 = 5(0,636 - 0,0106 (-25)) = 4,5 \text{ Т/ч}$$

$$D_{сл}^{11} = 5(0,636 - 0,0106 (-7,4)) = 3,6 \text{ Т/ч}$$

$$D_{сл}^{111} = 5(0,636 - 0,0106 (-2,1)) = 3,3 \text{ Т/ч}$$

$$D_{сл}^{1V} = 5(0,636 - 0,0106 (-20)) = 2,1 \text{ Т/ч}$$

Расход пара на подогрев мазута в резервуарах мазутохранилища.

На АТЭЦ-2 имеем три резервуара по  $1000 \text{ м}^3$ . Расход пара на один резервуар  $1000 \text{ м}^3$ .

$$D_{под}^1 = 0,876 - 0,0146 (\Delta t_{нв}); \text{ Т/ч}$$

Расход пара на три резервуара:

$$D_{под} = n (0,876 - 0,0146 (\Delta t_{нв})); \text{ Т/ч}$$

Расчет по режимам:

$$D_{под}^1 = 3 (0,876 - 0,0146 (-25)) = 3,7 \text{ Т/ч}$$

$$D_{под}^{11} = 3 (0,876 - 0,0146 (-7,4)) = 3,0 \text{ Т/ч}$$

$$D_{под}^{111} = 3 (0,876 - 0,0146 (-2,1)) = 2,7 \text{ Т/ч}$$

$$D_{под}^{1V} = 3 (0,876 - 0,0146 (-20)) = 1,8 \text{ Т/ч}$$

Расход пара на разогрев при транспортировке мазута

$$D_{раз} = 0,0665 \square V_{раст}^{эк} = 0,0665 \square 17,68 = 1,2 \text{ Т/ч},$$

где расход мазута на котлы  $V_{раст}^{эк} = 17,68 \text{ Т/ч}$ .

Полный расход пара на мазутохозяйство

$$D_{мх} = D_{сл} + D_{под} + D_{раз}, \text{ Т/ч}$$

Расчет по режимам:

$$D_{мх}^1 = 4,5 + 3,7 + 1,2 = 9,4 \text{ Т/ч}$$

$$D_{мх}^{11} = 3,6 + 3,0 + 1,2 = 7,8 \text{ Т/ч}$$

$$D_{мх}^{111} = 3,3 + 2,7 + 1,2 = 7,2 \text{ Т/ч}$$

$$D_{сл}^{1V} = 2,1 + 1,8 + 1,2 = 5,1 \text{ Т/ч}$$

б) Расход сырой воды на ХВО

$$G_{св} = 1,25(G_{ут} + G_{под}^{тс} + G_{пот}^{мх} G_{сеч}^в); \text{ Т/ч}$$

где утечки пара при его выработке энергетическими котлами

$$G_{ут} = 0,02 D_{к}^1 = 0,02 \square 2884 = 57 \text{ Т/ч},$$

где расход пара на турбины от котлов ТЭЦ

$$D_{к}^1 = 1,03(n_{пт} D_{мах}^{пт} + D_{мах}^p + n_{т} D_{мах}^т) = 1,03(3 \square 470 + 420 + 2 \square 485) = 2884 \text{ Т/ч}$$

Расход воды на подпитку теплосети

$$G_{под}^{тс} = G_{сет. воды} = \frac{Q^1}{(t_{пм} - t_{ов}) C_w} = \frac{1065 \cdot 10^3}{(150 - 30)} = 8875 \text{ т/ч}$$

где температуры воды в подающей магистрали  $t_{пм} = 150 \square \text{C}$ , температура подпиточной воды теплосети

$$t_{ов} = 30 \square \text{C}.$$

Потери пара на мазутохозяйстве

$$G_{пот}^{мх} = 0,2 D_{мх} = 0,2 \square 9,4 = 1,8 \text{ Т/ч}$$

Количество продуваемой воды из РНП



—  
—  
—

Расход воды на продувку котлов

$$G_{\text{прод}} = 0,01 D_k^1 = 0,01 \cdot 2884 = 28,8 \text{ т/ч}$$

Расход пара из РНП:

$$D_{\text{сеп}} = G_{\text{прод}} \frac{h_{\text{прод}}^{\text{н}} - h_{\text{сеп}}^{\text{с}}}{h_{\text{сеп}}^{\text{н}} - h_{\text{сеп}}^{\text{с}}} = 28,8 \frac{1573 - 0,98 - 671}{2756 - 671} = 12,0 \text{ т/ч}$$

где энтальпия воды в барабане  $h_{\text{прод}} = 1573$  кДж/кг,

энтальпия пара  $P=0,6$  МПа,  $h_{\text{сеп}}^{\text{н}} = 2756$  кДж/кг,

энтальпия воды из РНП  $h_{\text{сеп}}^{\text{с}} = 671$  кДж/кг.

Тепло отданное продувкой в теплообменнике

$$G_{\text{сеч}}^{\text{в}} = G_{\text{прод}} - D_{\text{сеп}} = 28,8 - 12,0 = 16,8 \text{ т/ч}$$

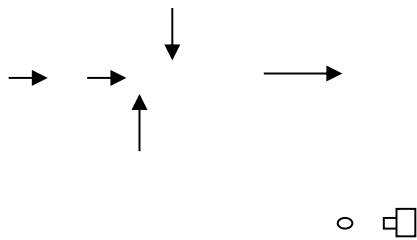
Расход сырой воды на ХВО

$$G_{\text{св}} = 1,25 (57 + 8875 + 1,8 + 16,8) = 11188 \text{ т/ч}$$

в) Расчет деаэратора подпитки цикла

$$G_{\text{подл}}^{\text{цикла}} = G_{\text{сеч}}^{\text{в}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{пот}}^{\text{мх}} + (D_{\text{мх}} - G_{\text{пот}}^{\text{мх}}) = 16,8 + 57 + 1,8 + (9,4 - 1,8) = 83,2$$

т/ч



Температура воды в деаэраторе

$$t_{\text{д}}^{\text{с}} = \frac{(G_{\text{сеч}}^{\text{в}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{пот}}^{\text{мх}}) 38 + (D_{\text{мх}} - G_{\text{пот}}^{\text{мх}}) 100}{G_{\text{подл}}^{\text{цикла}}} = \frac{(16,8 + 57 + 1,8) 38 + (9,4 - 1,8) 100}{83,2} = 43,7^{\circ} \text{C}$$

По значению  $t_{\text{д}}^{\text{с}}$  и температура воды в деаэраторном баке  $t_{\text{бак}}^{\text{в}} = 43^{\circ} \text{C}$  находим коэффициент  $k = 4,6 \cdot 10^{-3}$ .

Расход пара из эжектора в ДСВ

$$D_{\text{п}}^{\text{д1}} = G_{\text{подл}}^{\text{цикла}} k \cdot 10^{-3} = 83,2 \cdot 4,6 \cdot 10^{-3} = 0,38 \text{ т/ч}$$

Расход пара на эжекторы

$$D_{\text{п}}^{\text{эж}} = U D_{\text{п}}^{\text{д1}} = 0,3 \cdot 0,38 = 0,12 \text{ т/ч}$$

Суммарный расход пара

$$D_{\text{эж}}^1 = D_{\text{п}}^{\text{эж}} + D_{\text{п}}^{\text{д1}} = 0,12 + 0,38 = 0,5 \text{ т/ч}$$

г) Расход сетевой воды для подогрева подпиточной воды теплосети в ДВС т/сети

$$G_{\text{сет.в}} = \frac{G_{\text{подп}}^{\text{те}} (h_{\text{д}}^1 - h_{\text{подп}}^1)}{h_{\text{св}} - h_{\text{д}}^1} = \frac{8875(167 - 159)}{482 - 167} = 221 \text{ т/ч}$$

$G_{\text{сет.в}}$

где энтальпии:

перегретой воды  $h_{\text{д}}^1 = 167$  кДж/кг

подпиточной воды  $h_{\text{подп}}^1 = 159$  кДж/кг

сетевой воды  $h_{\text{св}} = 482$  кДж/кг

Данные расчета сводятся в таблице 2

Таблица 1.2 - Сводная таблица тепловых нагрузок внешних потребителей и СН АТЭЦ-2

п/п	Наименование величин	Обозначение	Един.	Режимы			
				1	11	V	
	Нагрузка по пару 13 ата:						
	Пар 13 ата на пиковые бойлера	ПБ $D_{\text{п}}$	т/ч	98	10	3	
	Расход пара 13 ата на мазутохозяйство	МХ $D_{\text{п}}$	т/ч	.4	.8	.2	.1
	Расход пара 13 ата на эжекторы вакуумного деаэрата	ЭЖ $D_{\text{п}}$	т/ч	.5	.5	.5	.5
	Расход пара 13 ата на подогрев подпиточной воды	ПОД $D_{\text{п}}$	т/ч	.7	.7	.7	.7
	Итого:	ПБ $D_{\text{п}}$	т/ч	15,6	26	8,4	3,3
		$Q_{\text{п}}$	Гкал/ч	24	66	7	.7
I	Нагрузка по пару 1,2 ата:						
	На основные сетевые подогреватели	СП $Q_{\text{о}}$	Гкал/ч	54	54	54	54
	На подогреватели сырой воды	$Q_{\text{св}}$	Гкал/ч	6	6	6	6

	Итого:	Q	Г		5		
	Всего:	Q <sub>□</sub>	кал/ч	90	90	90	25
			Г		7		
			кал/ч	114	56	47	34,7

Таблица 1. 3 - Сводная таблица покрытия тепловых нагрузок АТЭЦ-2





Параметры	Обознач.	Ед. измер.	Расчетная формула	t=-25°С	t=-7,8°С	t=-1,6°С	Летний.
1	2	3	4	5	6	7	8
Тепловая нагрузка ТЭЦ-2 в горячей воде		Гкал/ч		1064,0	856,0	792,0	355,0
				<b>988,0</b>	<b>794,0</b>	<b>734,0</b>	<b>325,0</b>
Нагрузка отопления	Q <sub>от</sub>	Гкал/ч		649	454	394	0
ГВС	Q <sub>гвс</sub>	Гкал/ч		340,0	340,0	340,0	325,0
<b>ТМ ТЭЦ-2-ЗТК</b>							
Суммарная тепловая нагрузка	Q <sub>тс</sub>	Гкал/ч	Q <sub>ов</sub> + Q <sub>гвс</sub>	<b>504,0</b>	<b>504,0</b>	<b>504,0</b>	<b>207,0</b>
отопление, вентиляция		Гкал/ч		245,0	245,0	245,0	0,0
ГВС		Гкал/ч		258,6	258,6	258,6	207,0
<b>ТМ ТЭЦ-2-ТЭЦ-1</b>							
отопление, вентиляция				403,0	209,0	149	0,0
ГВС				81,0	81,0	81	118,0
Тем-ра в подающей магистрали ЗТК	t <sub>пм</sub>	°С	Температура сетевой воды город ЗТК базовый 135 °С	135,0	135,0	135,0	65,0
Тем-ра в подающей магистрали ТЭЦ-2-ТЭЦ-1	t <sub>пм</sub>	°С	Температурный график теплосети ТЭЦ-2-ТЭЦ-1 135/70 °С	135,0	96,6	77,4	72,3
Тем-ра в подающей магистрали микрорайоны	t <sub>пм</sub>	°С	Температурный график теплосети микрорайоны 135/70 °С	135,0	96,6	77,4	72,3
Тем-ра в обратной магистрали	t <sub>пм</sub>	°С		70	50	43	
Объем тепловой сети	V <sub>тс</sub>	м <sup>3</sup>		37123	29866	27633	12386
Температура холодной воды	t <sub>хв</sub>	°С	По СНиП	5	5	5	15
Температура горячей воды ГВС	t <sub>гв</sub>	°С	По СНиП	65	65	65	65
Температура воды перед ХВО	t <sub>хво</sub>	°С	Принимается	30	30	30	30
Температура воды после ХВО	t' <sub>хо</sub>	°С	Принимается с учетом охлаждения ХВО	27	27	27	27
Возврат конденсата с производства	D <sub>ок</sub>	т/ч	по договорам	0	0	0	0
Расход пара 13 кг/см <sup>2</sup> на мазутное х.	D <sub>мх</sub>	т/ч		9,4	7,6	7,0	4,5

**Баланс тепла,  
Гкал/ч**

Источники	Режимы				Потребители	Режимы				
		I	II	V		I	II	III	IV	
ВП ПТ- 80/100-130/13	0	0	0	0	Нагрузка отопления (с учетом потерь в тепловых сетях и собственных нужд)	0	649, 0	454, 0	394,0	
ВП Т- 100/110-130	0	0	0	0	ГВС	0	340, 0	340, 0	340,0	32
							75,0	62,0	58,0	30
ОБ										
1. ПТ- 80/100-130/13 № 1	68,0	63,5	30,0		<b>ИТОГО</b>	<b>,0</b>	<b>1064, 0</b>	<b>856, 0</b>	<b>792,0</b>	<b>35</b>
2. ПТ- 80/100-130/13 № 2	68,0	63,5	30,0							
3. ПТ- 80/100-130/13 № 3	68,0	63,5	30,0							
4. Т- 100/110-130 № 5	75,0	75,0	52,0	37,0						
5. Т- 100/110-130 № 6	75,0	75,0	52,0	37,0						

**Баланс пара 13 кг/см<sup>2</sup>, т/ч**

Источники	Режимы				Потребители	Режимы				
	I	II	I			I	II	I	IV	
					ли					

			II	V				II	
1. ПТ-80/100-130/13	81,0		0,7	4,5	1. Промышленный потребитель	0	0	(	0
2. ПТ-80/100-130/13	81,0		0,7	4,0	2. Мазутное хозяйство	4	9,7,6	,0	4,5
3. ПТ-80/100-130/13	81,0		0,7	4,0	3. Пиковые бойлерные	2,9	60	312,6	85,0
4. Р-50-130/13 № 4	370,0	320,0	70,0	3,0					
<b>ИТОГО</b>	<b>613,0</b>	<b>320,0</b>	<b>92,1</b>	<b>4,5</b>	<b>ИТОГО</b>	<b>2,2</b>	<b>61</b>	<b>320,2</b>	<b>92,0</b>

**Баланс  
пара 130-140  
кг/см, т/ч**

Источники	Режимы				Потребители	Режимы					
	I	II	III	IV		I	II	III	IV		
1. КА БКЗ-420-140 ст.№ 1	356,0	299,0	0,0	0,0	1. ПТ-80/100-130/13 ст. № 1	3,0	39	285,0	0,0	350	305,0
2. КА БКЗ-	356,	299,0		3	2. ПТ-		39	285,0		350	305,0

420-140 ст.№ 2	0		19	,0	80/100-130/13 ст. № 2	3,0		,0		
3. КА БКЗ-420-140 ст.№ 3	356,0	299,0	19	3	3. ПТ-80/100-130/13 ст. № 3	3,0	39	285,0	350,0	0,0
4. КА БКЗ-420-140 ст.№ 4	356,0	300,0	19	3	4. Р-50-130/13 ст.№ 4	0,0	42	403,0	325,0	
5. КА БКЗ-420-140 ст.№ 5	356,0	300,0	19	3	5. Т-100/110-130 ст.№5	0,0	48	480,0	480,0	480,0
6. КА БКЗ-420-140 ст.№ 6	356,0	300,0	19	3	6. Т-100/110-130 ст.№6	0,0	48	480,0	480,0	480,0
7. КА БКЗ-420-140 ст.№ 7	356,0	300,0	19	3						
8. КА БКЗ-420-140 ст.№ 8	420,0	420,0	20	4						
<b>ИТОГО</b>	<b>2 912,0</b>	<b>2 517,0</b>	<b>2 334,0</b>	<b>2 570,0</b>	<b>ИТОГО</b>	<b>2 559,0</b>	<b>2 218,0</b>	<b>2 335,0</b>	<b>2 1 570,0</b>	

**Мощность, МВт**

Турбины	Режимы				а электроэнергии, млн.кВтч	Режимы			
	I	II	III	IV		I	II	III	IV
1. ПТ-80/100-130/13 № 1	2,0	78,0	6,0	0,0	1. ПТ-80/100-130/13 № 1	7,2	23,4	309,6	380,8
2. ПТ-80/100-130/13 № 2	2,0	78,0	6,0	0,0	2. ПТ-80/100-130/13 № 2	7,2	23,4	309,6	380,8
3. ПТ-80/100-130/13 № 3	2,0	78,0	6,0		3. ПТ-80/100-130/13 № 3	7,2	23,4	309,6	-
4. Р-50-130/13 №4	0,0	50,0	0,0		4. Р-50-130/13 №4	6,0	15,0	144,0	-
5. Т-100/110-130 № 5	10,0	110,0	06,0	08,0	5. Т-100/110-130 № 5	11,0	33,0	381,6	514,1
6. Т-100/110-130 № 6	10,0	110,0	06,0	08,0	6. Т-100/110-130 № 6	11,0	33,0	381,6	514,1
<b>ИТОГО</b>	<b>496,0</b>	<b>504,0</b>	<b>510,0</b>	<b>376,0</b>	<b>ИТОГО</b>	<b>49,6</b>	<b>151,2</b>	<b>1836,0</b>	<b>1789,8</b>
					<b>ВСЕГО</b>				<b>3826,6</b>

**1.13 Сравнительная таблица результатов теплового расчета котлов Е-420-13,8-560КТ (ПК-100) и БКЗ 420-140-7**

Параметры			Котел Е-420-13,8- 560КТ (ПК- 100) (ОАО «ЗиО»)	БКЗ 420- 140-7
Топливо		Экибастузский уголь		
Параметры котла				
Паропроизводительность	$D_H$	т/ч	420	420
Температура перегретого пара	$t_{п.п}$	°С	560	560
Давление перегретого пара	$P_{пв}$	кгс/см <sup>2</sup>	140	140
Давление питательной воды	$P_{пв}$	кгс/см <sup>2</sup>	166,2	166,6
Температура питательной воды	$t_{п.в}$	°С	230	220
Температура уходящих газов	$T_{ух}$	°С	136	139
Температура горячего воздуха	$T_{г.в}$	°С	301	311
Расчетный расход топлива	$B_p$	т/ч	67	67,4
КПД котла (расчетный)	$\eta_k$	%	92,9	92,75

Параметры и характеристики поверхностей нагрева	Котел Е-420-13,8- 560 КТ (ПК-100)	Котел БКЗ 420- 140-7

				(ОАО «ЗиО»)		
<b>Ширмовый пароперегреватель (ШПП 1)</b>	Диаметр и толщина стенки трубы	$xS$	$D$	Мм	42x6	42x5
	Скорость газов		$\square_{\Gamma}$	м/с	4,36	-
	Температура газов на входе/выходе	$x$	$T_{\text{В}}$ $/T_{\text{ВЫХ}}$	$\square^{\circ}\text{C}$	1220/1091	-/969
<b>Ширмовый пароперегреватель (ШПП 2)</b>	Диаметр и толщина стенки трубы	$xS$	$D$	Мм	42x6	42x5
	Скорость газов		$\square_{\Gamma}$	м/с	4,36	-
	Температура газов на входе/выходе	$x$	$T_{\text{В}}$ $/T_{\text{ВЫХ}}$	$\square^{\circ}\text{C}$	1220/1091	-/969
<b>Входная ступень конвективного пароперегревателя (КПП 1)</b>	Диаметр и толщина стенки трубы	$xS$	$D$	Мм	42x6	38x4
	Скорость газов		$\square_{\Gamma}$	м/с	6,8	8
	Температура газов на входе/выходе	$x$	$T_{\text{В}}$ $/T_{\text{ВЫХ}}$	$\square^{\circ}\text{C}$	827/653	749/606
<b>Первый ход конвективного пароперегревателя (КПП 3)</b>	Диаметр и толщина стенки трубы	$xS$	$D$	Мм	38x6	38x6
	Скорость газов		$\square_{\Gamma}$	м/с	6,4	6,5
	Температура		$T_{\text{В}}$	$\square^{\circ}\text{C}$	1033/813	951/749



	газов на входе/выходе	$x / T_{\text{ВЫХ}}$			
<b>Второй ход конвективного пароперегревателя (КПП 4)</b>	Диаметр и толщина стенки трубы	$D$ $xS$	Мм	38x5	38x5
	Скорость газов	$\square_{\Gamma}$	м/с	6,4	6,5
	Температура газов на входе/выходе	$T_{\text{В}}$ $x / T_{\text{ВЫХ}}$	$\square C$	1033/841	951/749

<b>Параметры и характеристики поверхностей нагрева</b>				<b>Котел Е-420-13,8-560 КТ (ПК-100) (ОАО «ЗиО»)</b>	<b>Котел БКЗ 420-140 -7</b>
<b>Экономайзер первой ступени</b>	Диаметр и толщина стенки трубы	$D$ $xS$	М м	32x4	32x4
	Скорость газов	$\square_{\Gamma}$	м/ с	5,83	6,6
	Температура газов на входе/выходе	$T$ $_{\text{ВХ}} / T_{\text{ВЫХ}}$	$\square$ C	636/363	311/261
<b>Экономайзер второй ступени</b>	Диаметр и толщина стенки трубы	$D$ $xS$	М м	-	32x4
	Скорость газов	$\square_{\Gamma}$	м/ с	-	7,7

	Температура газов на входе/выходе	$T_{\text{ВХ}}/T_{\text{ВЫХ}}$	$^{\circ}\text{C}$	-	568/380
<b>Воздухоподогреватель. Первый ход (верх.)</b>	Диаметр и толщина стенки трубы	$D \times S$	$\text{M}$ $\text{M}$	40x1,5	40x1,6
	Скорость газов	$\square$	$\text{M}/\text{c}$	8,75	11,3
	Скорость воздуха	$\square$	$\text{M}/\text{c}$	6,65	5,2
<b>Воздухоподогреватель. Второй ход (сред.)</b>	Диаметр и толщина стенки трубы	$D \times S$	$\text{M}$ $\text{M}$	40x1,5	40x1,6
	Скорость газов	$\square$	$\text{M}/\text{c}$	7,82	9,3
	Скорость воздуха	$\square$	$\text{M}/\text{c}$	5,74	4,4

## **Выводы**

Дано краткое описание АлЭС ТЭЦ-2, выполнен тепловой расчет горячего водоснабжения в период работы станций до расширения и после расширения третьей очередью и сравнение теплового расчета котлов Е-420-13,8-560КТ (ПК-100) и БКЗ 420-140-7

## 2 Котел №8. Техническое предложения по котельной установке с котлом Е-420-13,8-560 КТ(ПК-100) для ТЭЦ-2

### 2.1 Основные данные по котлу

Основные технико-экономические параметры котла Е-420-13,8-560 КТ (ПК-100) при нормальных эксплуатационных условиях, соответствуют технико-экономическим требованиям и приведены в таблице 2.1 [8].

Таблица 2.1

п/п	Наименование	Значение
	Номинальная производительность, т/ч	420
	Температура пара на выходе из котла, °С	560
	Давление пара на выходе из котла, Мпа	13,8
	Температура питательной воды, °С	230
	Выбросы NOx (без учета применения СНКВ), мг/нм <sup>3</sup>	≤470
	КПД	92,3

### 2.2 Состав котельной установки.

Котельная установка состоит из собственно котла и вспомогательного оборудования.

Котел содержит следующие основные компоненты: топка из газоплотных цельносварных панелей с горелочными устройствами и элементами жесткости, экранированные ограждения горизонтального газохода, поворотной камеры и верхней части опускного газохода, пароперегреватель, экономайзер, барабан, соединительные трубопроводы в пределах котла, несущие металлоконструкции, площадки обслуживания элементов котла, трубчатый воздухоподогреватель, регулирующая, предохранительная и запорная водяная и паровая арматура, гарнитура, обшивка и прочие узлы [8].

В состав вспомогательного оборудования котельной установки входят: топливоподача в пределах котла (от выходных фланцев бункера сырого угля), пылеприготовительное оборудование, калориферная установка, тягодутьевые машины, пылегазовоздухопроводы в пределах котла с клапанами и компенсаторами, изоляцией и обшивкой.

В котельном отделении должна быть предусмотрена установка лифтов (грузопассажирских), грузоподъемных механизмов и мусоропроводов в необходимом количестве [8].

### 2.3 Состав и характеристика топлива.

Для расчетов котла и котельно-вспомогательного оборудования в качестве основного топлива принят каменный уголь Экибастузского месторождения, его характеристики представлены в табл. 4.1 [8].

Таблица 4.1.

Характеристики каменного угля Экибастузского месторождения

	Наименование, Размерность	Обозначение	Величина	Примечание
	2	3	4	5
	Низшая теплота сгорания (рабочая) ккал/кг кДж/кг г	$Q_{г}^i$	3940 16493	
	Марка угля	-	Каменный уголь	
	Гранулометрический состав	Мм	0-300	
	Зола: - на рабочую массу, % - на сухую массу, %	$A^r$ $A^d$	38,0 40,0	$A_{max}^r$ =40,85% $A_{max}^d$ =43%
	Выход летучих: - на рабочую массу, % - на горючую массу, %	$V^r$ $V^{daf}$	13,7-16,0 24,0-28,0	
	Приведенные характеристики, кг □%/ккал: влага зола сера	$W_{пр}^r$ $A_{пр}^r$ $S_{пр}^r$	1,27 9,64 0,178	
	Коэффициент размолоспособности по методу ВТИ	$K^{ВТО}_{ло}$	1,33-1,35	
	Группа взрывоопасности		I	
<b>Элементный состав топлива (на рабочую массу):</b>				
	Влага, %	$W^r$	5,0	$W_{max}^r =$ 9,0%
0	Зола, %	$A^r$	38,0	
1	Сера, %	$S^r$	0,7	

	Наименование, Размерность	Обозначение	Величина	Примечание
	2	3	4	5
2	Углерод, %	C <sup>r</sup>	46,03	
3	Водород, %	H <sup>r</sup>	2,85	
4	Азот, %	N <sup>r</sup>	0,86	
5	Кислород, %	O <sup>r</sup>	6,56	
6	Сумма компонентов, %	Σ	100	
Температурная характеристика золы				
7	Температура начала деформации золы, °С	t <sub>A</sub>	1300	
8	Температура полусферы (начала размягчения золы), °С	t <sub>B</sub>	1460	
9	Температура жидкоплавкого состояния золы, °С	t <sub>C</sub>	1500	
0	Температура истинно жидкого состояния шлака, °С	t <sub>o</sub>	1500	

#### 2.4 Основные технические решения по котлу.

Конструктивные решения по котлу приняты с учетом современных требований к технико-экономическим характеристикам котла и сводятся к следующему:

Паровой котел Е-420-13,8-560 КТ (ПК-100) является вертикально-водотрубным, одnobарабанным, с естественной циркуляцией, имеет П-образную компоновку (рис. 1 и рис. 2), предназначен для режима работы с уравновешенной тягой [8].

Котёл имеет подвесную конструкцию, является газоплотным. Экранирование стен топки, горизонтального газохода, поворотной камеры и конвективной шахты в области водяного экономайзера осуществляется мембранными панелями, сваренными между собой [8].

Топка выполнена открытой, с поперечным сечением прямоугольной формы. Высота топки определена из условий обеспечения выгорания топлива при бесшлаковочной работе топки и поверхностей нагрева, расположенных на выходе топки, при сжигании проектных углей [8].

Экраны топочной камеры выполнены в виде газоплотных панелей из труб Ø60×6, расположенных с шагом 80 мм, с вваркой между ними полосы

толщиной 6 мм (6×20мм). Экраны образуют газоплотную цельносварную коробку. Угол наклона экранов ската холодной воронки к горизонту составляет 50°. Задний экран топки в верхней части имеет аэродинамический выступ и фестон (однорядный и двухрядный фестон) [8].

Шлакоудаление твердое. Для непрерывного механизированного шлакоудаления предусмотрена установка шнековых шлакоудалителей и шлаковых дробилок (шнековый транспортер) [8].

В котле реализована двухступенчатая схема испарения. Экраны топки, стояки и разводящие трубы опускной системы разбиты на ряд циркуляционных контуров, два из которых относятся ко второй ступени испарения и связаны с выносными циклонами. Другие контура относятся к первой ступени испарения и связаны с барабаном [8].

Пароперегреватель выполнен радиационно-конвективным. Он состоит из трёх конвективных ступеней, ширм, экранов ограждения и потолочного радиационного перегревателя, расположенного над топкой и горизонтальным газоходом [8].

Регулирование температуры пара осуществляется впрыском собственного конденсата, получаемого в двух установках собственного конденсата котла.

Экономайзер котла выполняется из оребренных труб. Он крепится к экранированным стенам опускного газохода. Трубчатый воздухоподогреватель опёрт своей нижней частью на несущие металлоконструкции.

Безопасность эксплуатации и высокая экономичность работы, помимо конструктивных решений, обеспечивается наличием системы автоматических защит, автоматического регулирования тепловыми процессами, дистанционного управления и контрольно-измерительными приборами в необходимом объеме [8].

Котел снабжен необходимой арматурой, устройствами для отбора проб пара и воды, а также контрольно-измерительными приборами. Процессы питания котла, регулирования температуры перегрева пара и горения автоматизированы. Предусмотрены средства тепловой защиты технологических процессов котла.

Конструкция котла предусматривает проведение механизированного ремонта, водных и химических промывок и паровых продувок в соответствии с типовыми требованиями [8].

### *2.5 Общая характеристика вспомогательного оборудования.*

Паровой котел Е-420-13,8-560 КТ (ПК-100) разработан специально для условий котла ст. № 8. Ширина, глубина ячейки, а также высота котельного отделения сохраняются существующими.

Размол топлива осуществляется в 4-х мельницах типа ММТ 2000/2590/730К. Сушка топлива в мельницах производится горячим воздухом. Регулирование температуры пылевоздушной смеси за мельницей в пусковых режимах осуществляется присадкой холодного воздуха [8].

Снижение выбросов NOx на котле достигается организацией ступенчатого сжигания топлива [8].

В качестве тягодутьевых устройств на котле устанавливаются:

- два основных дутьевых вентилятора по типу ВДН-27ФК (ДН-26);
- четыре вентилятора горячего дутья (первичного воздуха) по типу ВГД-15,5 (К) (ВГДН-15);
- два дымососа по типу ДН-26х2-0,62(К). (ДН-26х2-0,26, Серия центробежных ДС типа ДН-26х2 разработана по аэродинамической схеме 0,62-40) [8].



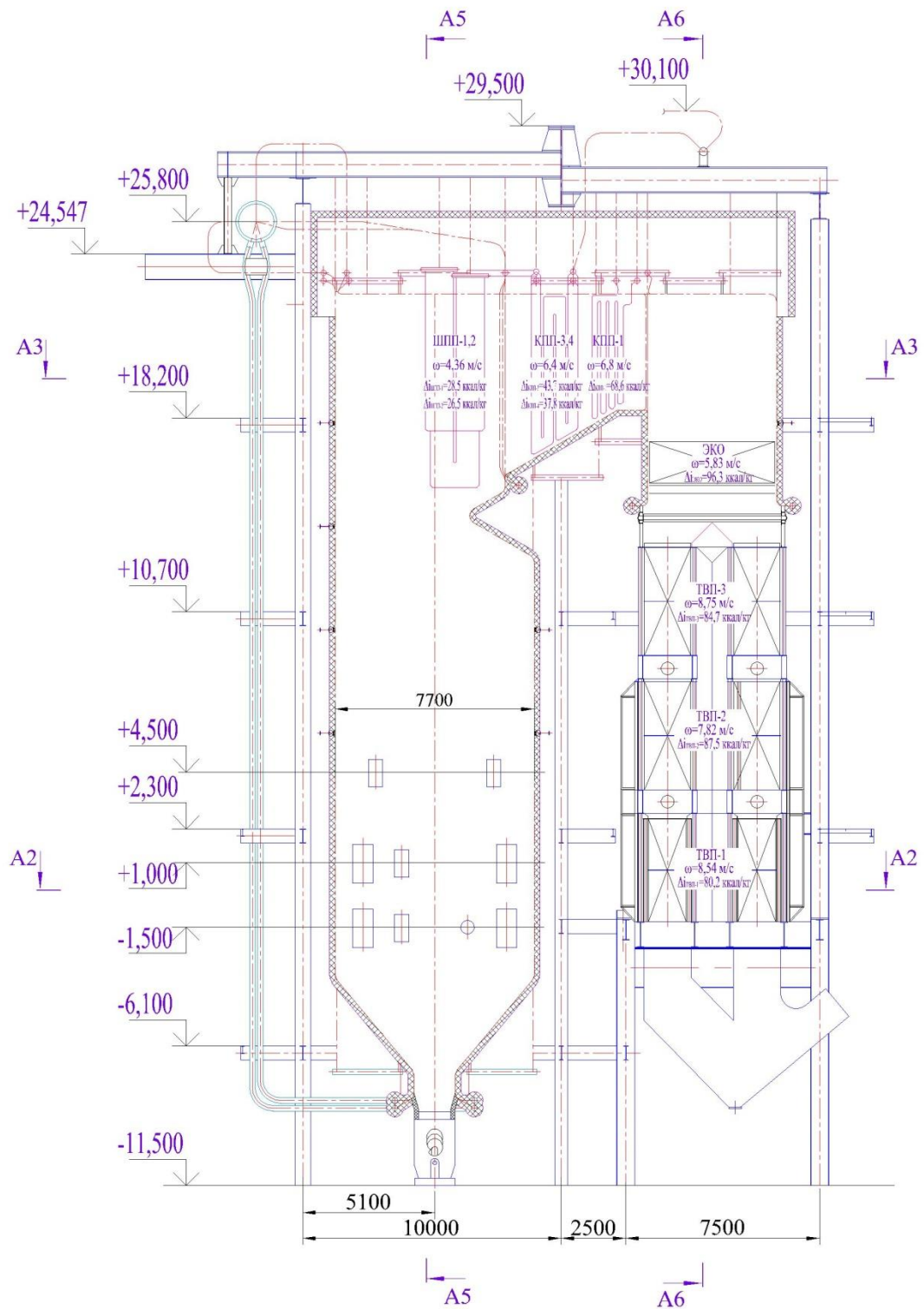


Рис. 1. Котел E-420-13,8-560 КТ (ПК-100). Общий вид. Продольный разрез.

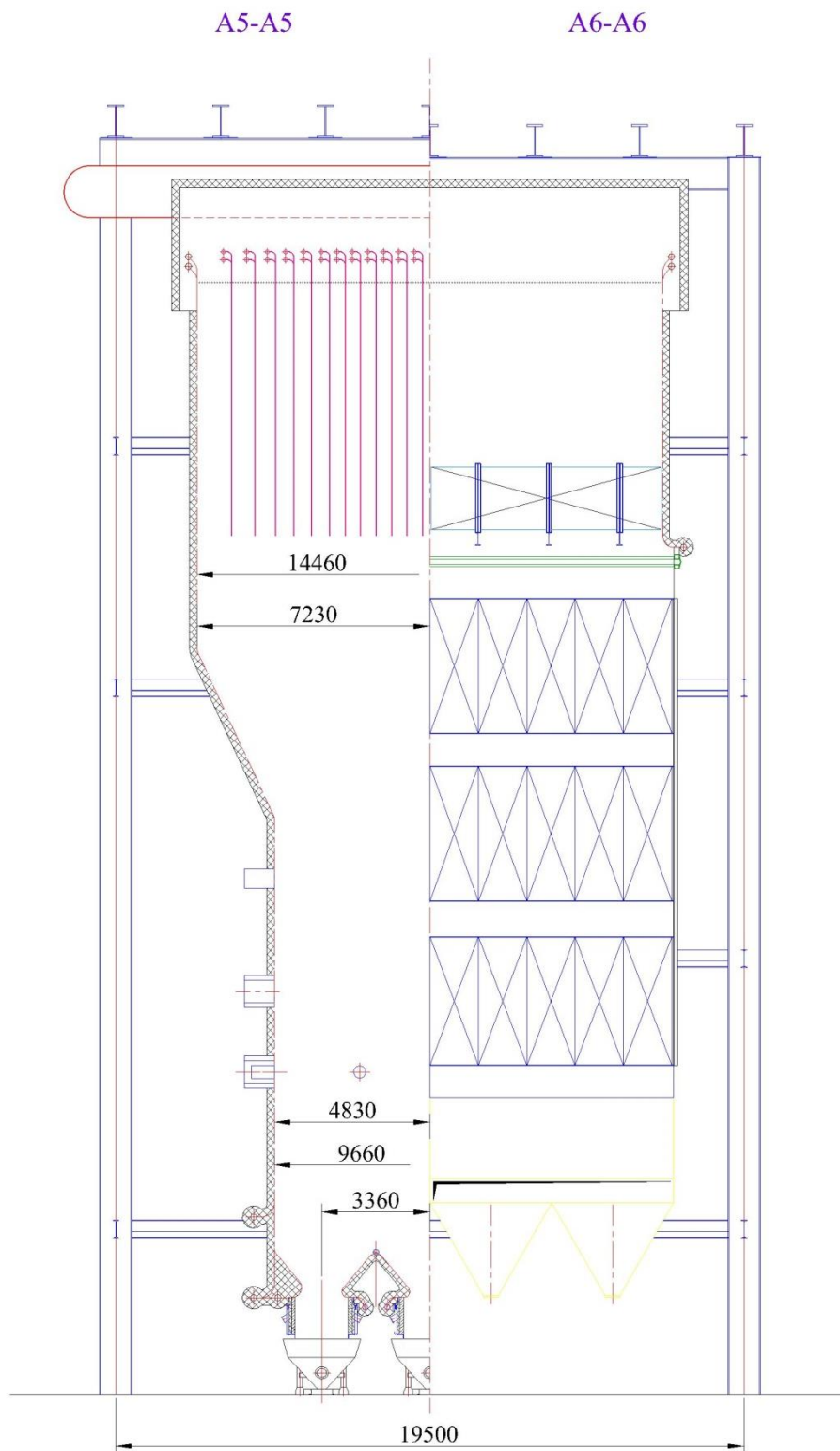


Рис. 1. Котел E-420-13,8-560 КТ (ПК-100). Общий вид. Поперечный разрез.

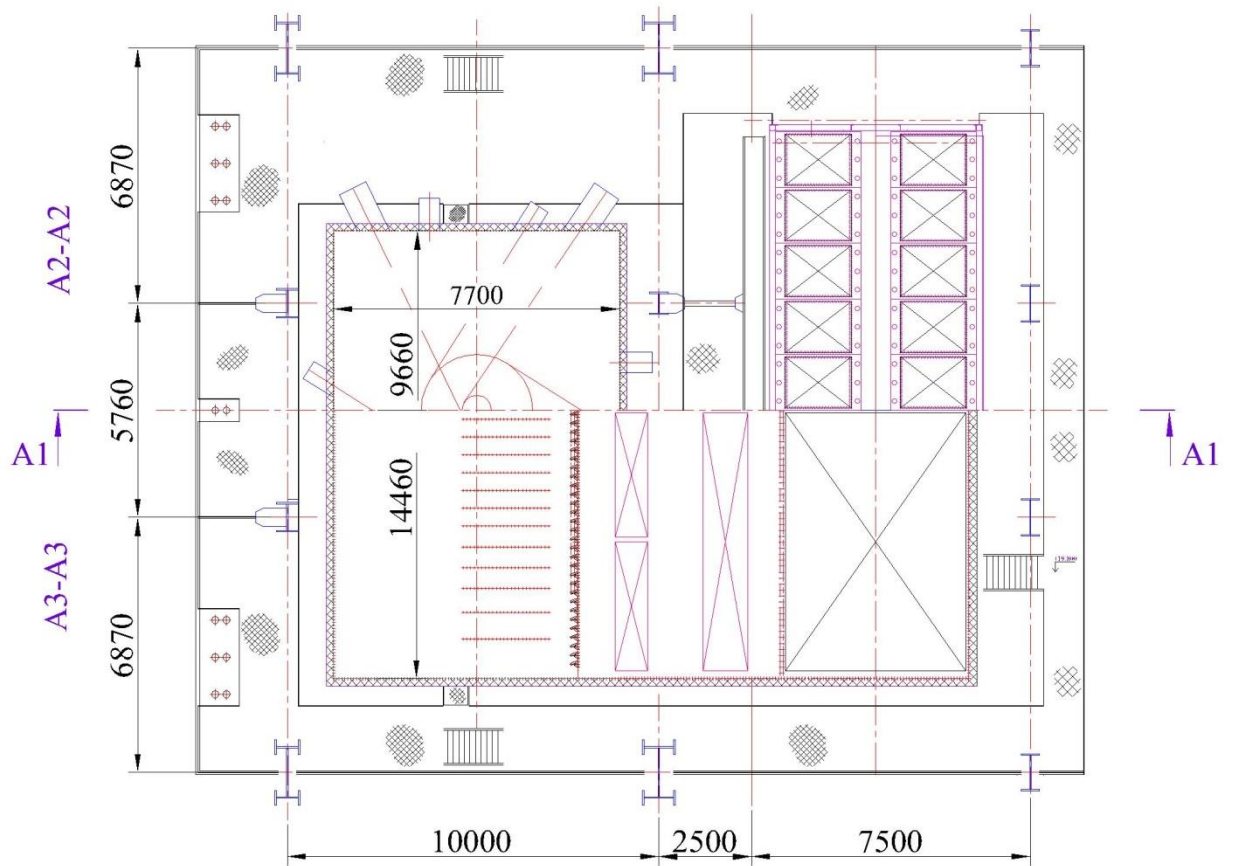


Рис. 2. Котел Е-420-13,8-560 КТ (ПК-100). Общий вид. План.

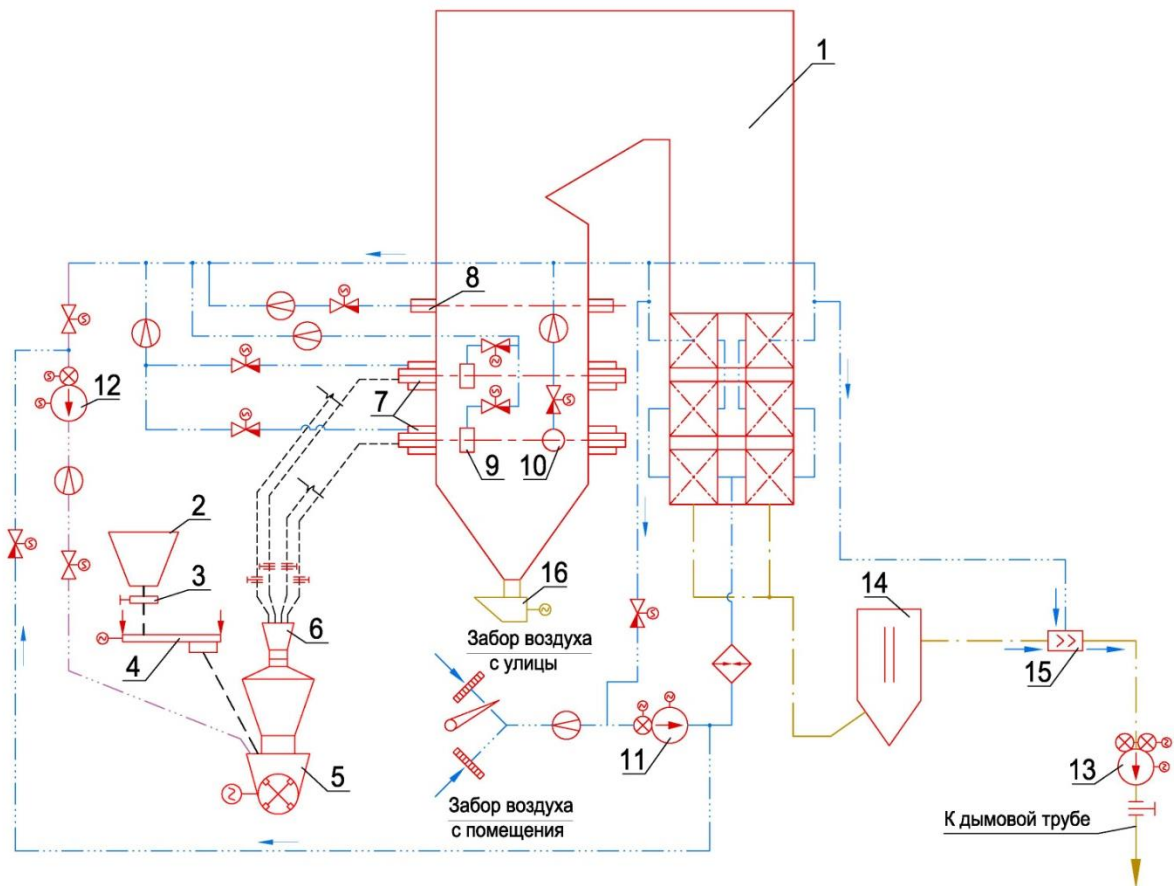
## 2.6 Система пылеприготовления.

В настоящих предложениях принята замкнутая система пылеприготовления прямого вдуванием угольной пыли в топку с 4-мя молотковыми мельницами по типу ММТ 2000/2590/730К с центробежным сепаратором. Производительность мельниц выбрана исходя из обеспечения 100% производительности котла при одной остановленной мельнице, однако, для обеспечения минимальной генерации оксидов азота в работе должны находиться не менее 3-х пылесистем. Экибастузский каменный уголь относится к I группе по взрывоопасности, поэтому размол топлива осуществляется в мельницах с сушкой горячим воздухом с ограничением температуры за мельницей не выше 220°C. Для регулирования температуры пылевоздушной смеси за мельницей в пусковых режимах, предусмотрена присадка «холодного» воздуха, отбираемого после вентилятора основного воздуха, Принципиальная схема пылеприготовления, реализующая двухступенчатую систему сжигания, представлена на рисунке 7.1 [8].

Максимальная производительность мельницы с учетом работы 3-х пылесистем составляет 24,0 т/ч при коэффициенте размолоспособности  $K_{\text{ЛО}}=1,35$ , вентиляции  $V_{\text{вент}}= 50,0$  тыс.м<sup>3</sup>/ч и тонине помола  $R_{90}=15\%$ . Сушильная производительность мельницы выбрана из условия обеспечения сушки топлива и выноса пыли [8].

Каждая мельница работает на 4 двухпоточных прямоточно-вихревых горелки (прямоточные по аэросмеси, вихревые по вторичному воздуху) двух ярусов. Для разделения пылевоздушной смеси по горелкам после сепаратора мельницы устанавливается пыледелитель из которого будут идти 4 отвода на 4 горелки одной стороны котла [8].

Данное разделение обосновано реализацией схемы двухступенчатого сжигания топлива и достижения выбросов окислов азота не более 470 мг/нм<sup>3</sup> [8].



Паровой котёл Е-420-13,8-560КТ (ПК-100)	шт.	Воздушные сопла бокового дутья	шт.
Бункер сырого угля		Мазутная горелка	
Плоский затвор		Дутьевой вентилятор	шт.
Питатель сырого угля	шт.	Вентилятор горячего дутья	шт.
Мельница ММТ 2000/2590/730К	шт.	Дымосос	
Пыледелитель		Кольцевой эмульгатор	шт.
Основные горелки	шт.	Смеситель	
Сопла третичного дутья	шт.	Шлакоудалитель шнековый	шт.
	шт.		шт.
	шт.		шт.
	шт.		шт.

Рис. 7.1. Принципиальная схема пылеприготовления.

## 2.8 Обоснование выбора тангенциальной схемы сжигания.

В связи с особо острой проблемой снижения вредных выбросов в условиях города Алматы в нашем проекте особенное внимание обращено на применение современных методов и средств снижения выбросов  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$  и золы [8].

В таблице 1 приведены требования по регламенту республики Казахстан о концентрации вредных выбросов за котлом производительностью 420т/ч при сжигании высокозольных экибастузских углей. Для сравнения в таблице приведены также нормативы Европейского сообщества (ЕС) [8].

Таблица 1. Регламент по концентрациям вредных выбросов для пылеугольных котлов  $\text{DK} \geq 420$  т/ч с твердым шлакоудалением [8].

Наименование выбросов, мг/нм <sup>3</sup>	По регламенту республики Казахстан	Наше предложение
Окислы азота ( $\text{NO}_x$ )	$\leq 500$	470
Окислы серы ( $\text{SO}_2$ )	$\leq 780$	$\leq 780^*$
Зола	$\leq 200$	$\leq 200^*$

\*обеспечивается золоулавливающим оборудованием.

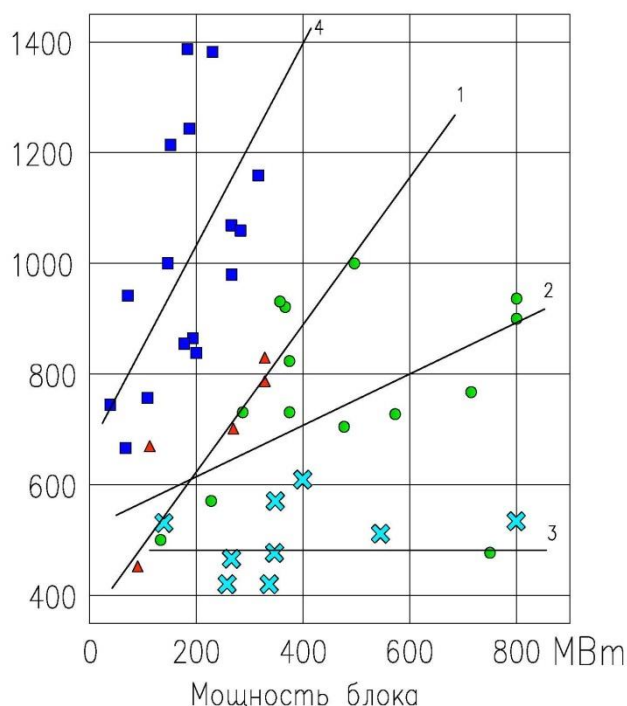
В настоящих предложениях нормативный уровень выбросов оксидов азота согласно регламенту РК обеспечивается за счет первичных технологических методов (низкоэмиссионной системы сжигания) [8].

Накопленный к настоящему времени опыт эксплуатации котлов наглядно свидетельствует о том, что при применении специальных систем сжигания и конструкций горелок удается даже в котлах крупных энергоблоков снизить выбросы  $\text{NO}_x$  в несколько раз [8].

При этом, как показывает отечественный и зарубежный опыт (Рис.8.1), наибольшее снижение выбросов  $\text{NO}_x$  удается получить в тангенциальных топках, что объясняется наличием в таких топках мощного вихревого движения газов в горизонтальной плоскости, способствующему притоку к устью горелок обедненных кислородом топочных газов. Этот приток рециркулирующих высокотемпературных газов способствует быстрому прогреву и выжиганию вытекающей из прямоточной горелки топливно-воздушной смеси и при этом (за счет интенсивного смешения) резко снижает концентрации кислорода на участке выхода и горения летучих. Поскольку основное образование  $\text{NO}_x$  происходит именно на этом участке, то в условиях обедненной кислородом среде количество образующихся  $\text{NO}_x$  в тангенциальной топке должно быть меньше (обычно на 30-40% при прочих равных условиях), чем при других системах сжигания. Поскольку с увеличением поперечных размеров тангенциальной топки (при одинаковом расположении и конструкции горелок) интенсивность топочного вихря, а, следовательно, и рециркуляция газов к горелкам возрастают, то при

тангенциальной схеме сжигания рост мощности котла (блока) почти не сказывается на увеличении концентрации образующихся  $\text{NO}_x$  [8].

$\text{NO}_x$ , мг/нм<sup>3</sup>



1 - фронтальное расположение горелок.

2 - топки с двухцветным экраном.

3 - тангенциальное расположение горелок.

4 - топки с жидким шлакоудалением

Данные США :



Рис. 8.1. Зависимость выбросов  $\text{NO}_x$  от методов сжигания угля и мощности блоков.

Из анализа механизма образования топливных  $\text{NO}_x$  следует, что для снижения превращения значительной части топливного азота в  $\text{NO}$  необходимо на стадии выхода летучих и их выгорания (вместе с мелкими частицами кокса) создать условия с недостатком кислорода, т.е. часть воздуха (обычно вторичного) оторвать от основной массы топливно-воздушной струи. При отводе излишнего количества воздуха на стадии горения летучих система одновременно лишается необходимого количества кислорода для окисления азота в  $\text{NO}$ . Таким образом, в определенном смысле идеальной (для снижения  $\text{NO}_x$ ) системой воспламенения и выгорания угольной пыли была бы такая, при которой до выхода в топку и на начальном (приустьевом) участке факела топливо смешивалось бы с минимальным количеством воздуха, обеспечивающим устойчивое зажигание, а остальная часть вторичного воздуха (по балансу) подмешивалась бы на более поздней стадии горения угольных частиц. Поскольку выход и горение основной части летучих

(особенно для каменных и бурых углей) и образования основного объема  $\text{NO}_x$  завершается на расстоянии 1,5-2-х калибров горелки, то эту вторую стадию подвода воздуха по условиям эффективного выгорания не следует относить в хвостовую часть факела [8].

Применительно к тангенциальным топкам ряд ведущих зарубежных фирм (Комбашн Инжиниринг, Мицубиси и др.) в последние годы особенно интенсивно и эффективно развивают и широко внедряют системы сжигания со стадийным подводом основной части вторичного воздуха несколькими этапами в горизонтальной плоскости в зоне горелок. При такой схеме часть вторичного воздуха подается и направляется вместе с топливной струей, а оставшийся вторичный воздух (за исключением доли третичного дутья, вводимого в верхнюю часть топки) отрывается от топливной струи и подается на уровне горелок либо вдоль экрана, либо под определенным углом к нему (с большим  $d_y$ ). При такой схеме «горизонтальной стадийности» в отличие от традиционного ступенчатого сжигания со сбросом воздуха вверх топки удается обеспечить более низкие концентрации  $\text{O}_2$  на стадии воспламенения и образования  $\text{NO}$  и при этом сохранить эффективность выгорания, а также предохранить экраны от шлакования и высокотемпературной коррозии [8].

Применительно к экибастузским углям такая тангенциальная схема ступенчатого сжигания в порядке опыта была реализована (по проекту ЗиО и Сибтехэнерго) на котле типа П-57 блока 500 МВт (ст. № 2) Экибастузской ГРЭС-2 [8].

По результатам испытаний и эксплуатации этого котла получены при прочих близких условиях наиболее низкие выбросы  $\text{NO}_x$  (на уровне  $550 \text{ мг/нм}^3$ ), чем на котлах с вихревыми горелками и одноступенчатым сжиганием (рис.8.2) [8].

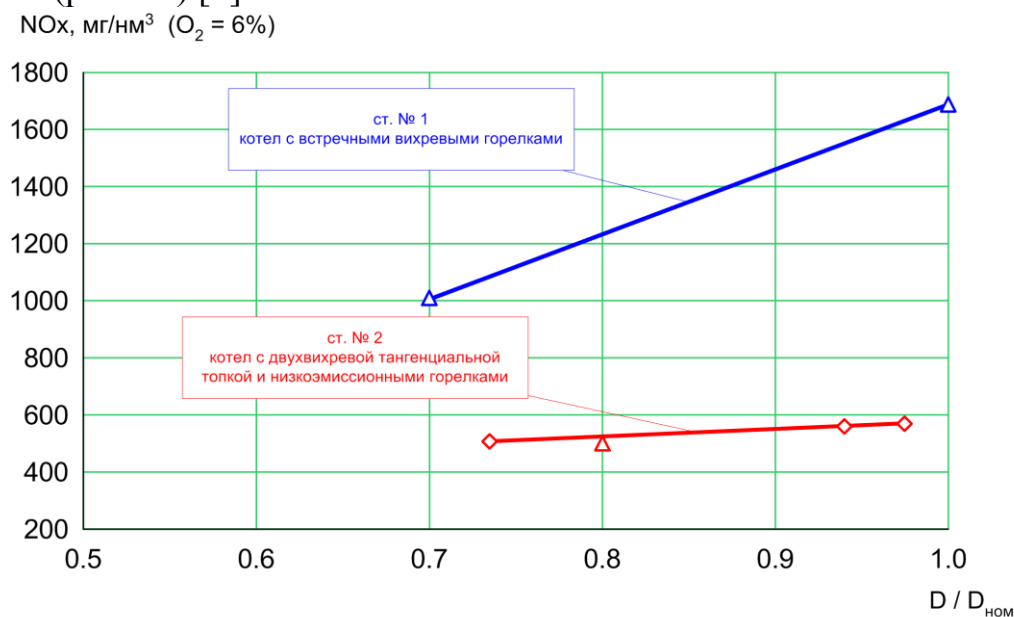


Рис.8.2. Выбросы  $\text{NO}_x$  на котлах П-57-Р (ст.№1 и ст.№2) ЭГРЭС-2.





## 2.9 Топочно-горелочное устройство.

С учетом вышесказанного для рассматриваемого котла 420 т/ч предлагается выполнить топку в районе установки горелочных устройств прямоугольного сечения с размерами в плане 9660x7700 мм с тангенциальным двухъярусным расположением основных прямооточных горелок (рис. 8.3), дополнительных (боковых) воздушных сопел и установкой сопел третичного дутья (выше второго яруса горелок). Тепловое напряжение сечения топки – 4,2 МВт/м<sup>2</sup>, топочного объема – 150 кВт/м<sup>3</sup> [8].

Восемь пылеугольных прямооточных горелок располагаются на боковых стенах топочной камеры и ориентируются по касательной к условной окружности диаметром 800 мм ( $\sim 0,1a_{т.ср}$ ). Предлагаются к установке двухканальные по пылевоздушной смеси прямооточные горелки, каждая подключенная к 2-м мельницам (каждая мельница подключается к 4-м горелкам). Таким образом, отключение одной мельницы будет минимально сказываться на структуре факела [8].

Для уменьшения генерации NOx на начальном участке факела, где происходит основное выделение и сгорание летучих создается восстановительная атмосфера с недостатком кислорода за счет меньшей доли первичного ( $\alpha_1 \leq 0,25$ ) и вторичного воздуха ( $\alpha_{гор} \leq 0,75$ ), подаваемых спутно с топливом. Пылеугольные каналы располагаются со стороны набегающего потока горячих топочных газов, что обеспечивает быстрый прогрев и устойчивое воспламенение топлива (рис. 8.4, 8.5). Спутные каналы вторичного воздуха, располагаются относительно вихря со стороны стен топки, защищая экраны от шлакования и исключая восстановительную среду в пристеночной области (рис.8.6) [8].

Сечения каналов горелок выбрано из условий обеспечения выходных скоростей:

- аэросмеси  $W_1=13-15$  м/с;
- вторичного воздуха –  $W_2=25-30$  м/с.

Для повышения износостойкости пылеугольные горелки пылеугольные горелки выполняются из износостойкой стали 09Г2С и дополнительно в каналах аэросмеси устанавливаются противоизносные элементы. Для повышения теплостойкости выходные участки пылеугольных горелок выполняются их жаропрочной стали 20Х23Н18[8].

Для растопки на уровне 1-го яруса основных горелок предусмотрена установка растопочных горелок, 4 шт. на котел, в которые встроены паромеханические форсунки. Розжиг форсунок производится высокоэнергетическими электрозапальниками. Растопка котла до ~30% нагрузки производится на мазуте. Расчетная производительность форсунок по мазуту выбрана из условия обеспечения нагрузки котла 30% [8].

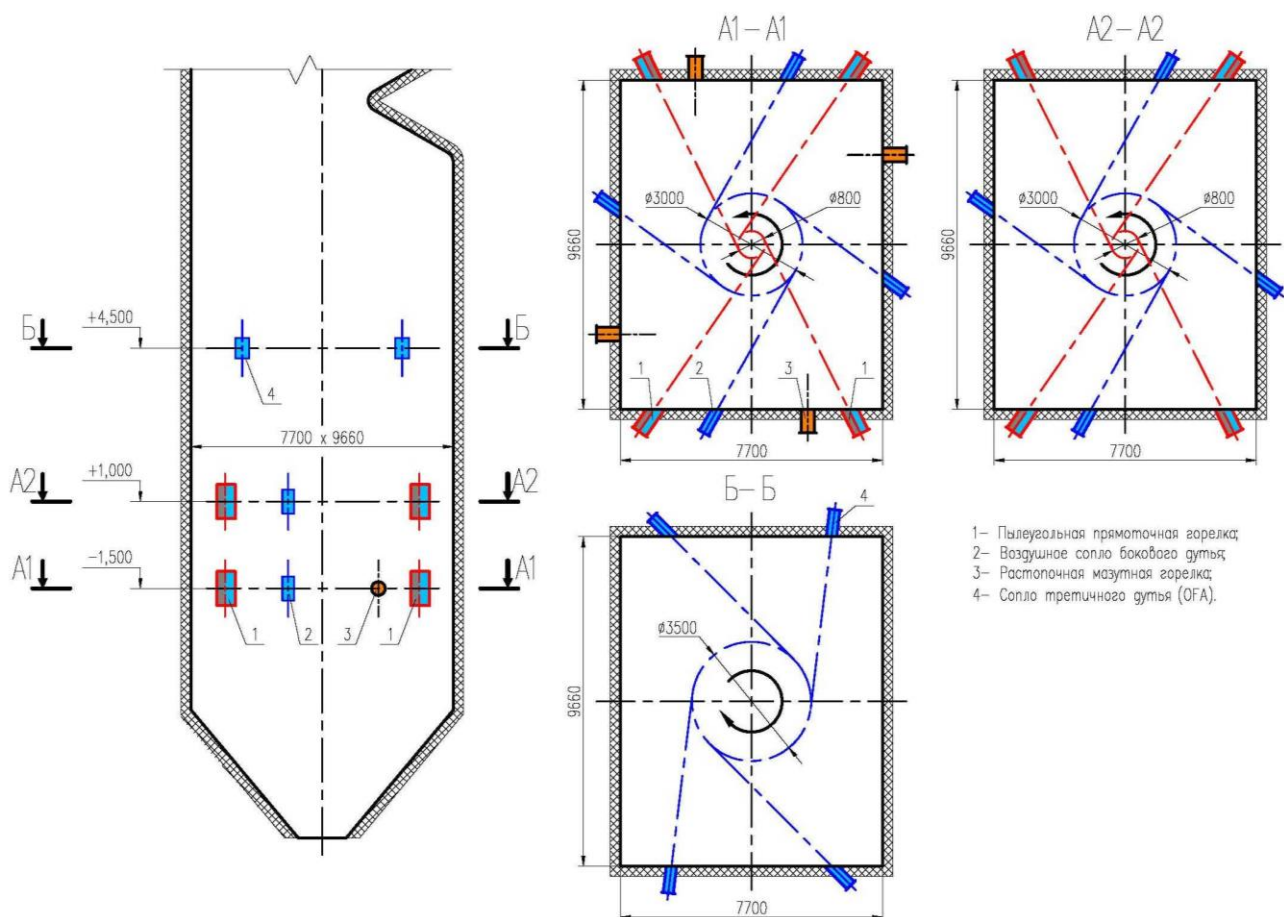


Рис. 8.3. Схема расположения топочно-горелочных устройств.

Дополнительная часть вторичного воздуха в количестве 20-25% от теоретически необходимого вводится в отрыве от струй основных горелок также по тангенциальной схеме через боковые сопла, ориентированных по касательной к условной окружности с большим диаметром 3000 мм ( $dy=0,35a_{т.ср}$ ). Таким образом, организуется горизонтальная стадийность сжигания топлива [8].

Для организации вихревого движения в топочной камере горелки должны обладать большими дальностью и количеством движения вытекающих струй, чем и обусловлен выбор прямоточных горелок (при фронтальном расположении, как правило, используются вихревые горелки с «коротким» факелом для предотвращения его наброса на заднюю стенку).

Для обеспечения условий по снижению генерации NOx применена система ступенчатого сжигания, при которой избытки воздуха в зоне горелок поддерживаются  $<1$ . Для дожигания несгоревших угольных частичек, а также газообразных продуктов неполного горения, выше второго яруса организуется подача третичного воздуха через 4 двухканальных сопла (с направлением струй тангенциально к условной окружности с диаметром  $dy=0,4-0,5a_{т.ср}$ ) в «противокрутку» вращению основного факела для лучшего смешения

окислителя с топочными газами и выравнивания поля скоростей к выходу из топочной камеры [8].

На стадии техно-рабочего проектирования на основе оптимизационных многовариантных расчетов топочных процессов технические решения по топочно-горелочным устройствам могут быть уточнены [8].

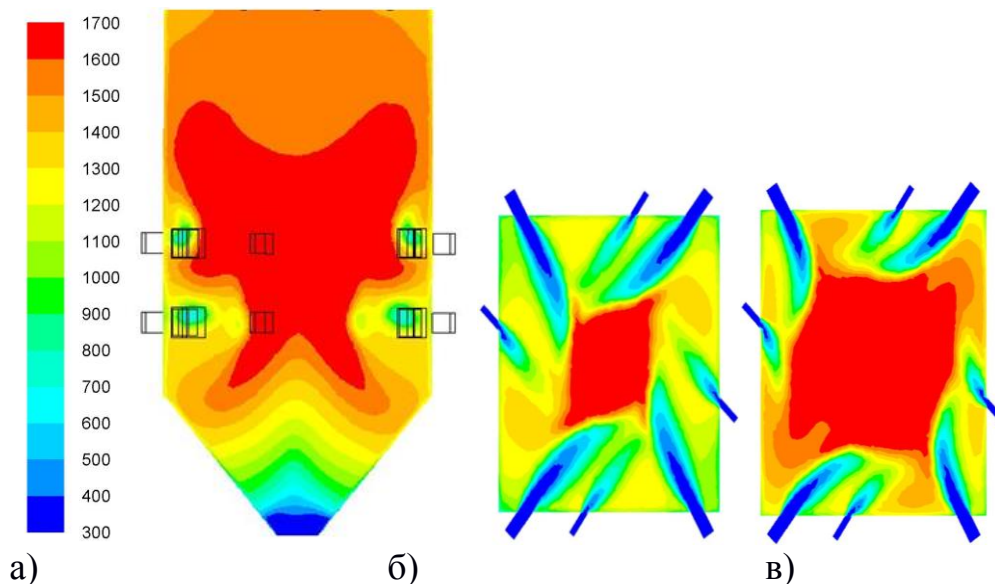


Рис. 8.4. Поле температур в топочной камере,  $^{\circ}\text{C}$  (результаты предварительного моделирования): а) по оси топки в районе зоны активного горения; б) на 1-м ярусе горелок; в) на 2-м ярусе горелок.

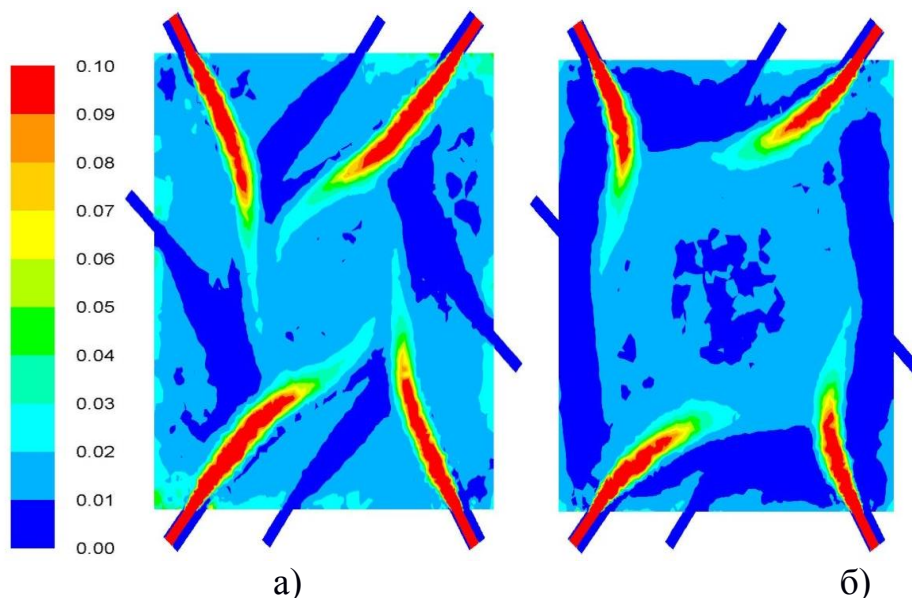


Рис. 8.5. Поле концентраций топливных частиц,  $\text{kg}/\text{m}^3$  (результаты предварительного моделирования): а) на 1-м ярусе горелок; в) на 2-м ярусе горелок.

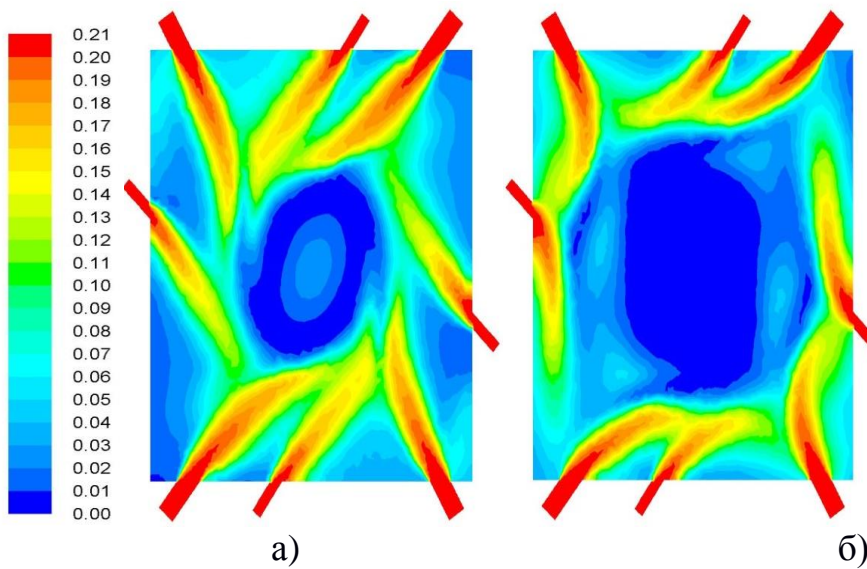


Рис. 8.6. Поле доли кислорода в топочных газах (результаты предварительного моделирования): а) на 1-м ярусе горелок; в) на 2-м ярусе горелок.

### *Преимущества предлагаемой тангенциальной системы сжигания:*

1. Высокая эффективность, надежность и простота организации необходимых условий для подавления генерации оксидов азота (создание горизонтальной стадийности сжигания): как на начальном этапе факела (снижение избытка воздуха в основных горелках при сохранении приемлемой полноты выгорания), так и в объеме топочной камеры (создание в центральной части топки среды «богатой» топливом, рис. 8.5);
2. Более равномерное тепловыделение в объеме топки и выравнивание тепловых потоков на стены даже при отключении мельницы.
3. Интенсификация процессов теплообмена за счет вихревого движения среды (конвективная составляющая теплоотдачи в топке увеличивается до 10%), что приводит к повышению коэффициента эффективности экранов [8].
4. Увеличение времени пребывания топливных частиц в объеме топки, а, следовательно, их более полное выгорание

По предварительным расчетам, а также с учетом опыта ЗиО в проектировании систем стадийно-ступенчатого сжигания предлагаемая схема расположения топочно-горелочных устройств позволяет получить выбросы NOx на уровне 470 мг/нм<sup>3</sup>.

Для более глубокого снижения NOx до уровня 250 мг/нм<sup>3</sup> в качестве опции возможно использовать систему некаталитического восстановления NOx до N<sub>2</sub> (СНКВ) с впрыском аммиачного раствора на основе карбамида в газоход котла в области пароперегревателя с температурой газов 850-1050 °С.

### *2.10 Воздушная система котла.*

Общие положения:

Подогрев воздуха в котле производится ступенчато:

- предварительный подогрев;
- основной подогрев.

При сжигании угля воздух перед воздухоподогревателем предварительно подогревается до +1 °С за счет рециркуляции части горячего воздуха на всас дутьевых вентиляторов и затем до 50°С паровыми калориферами – для исключения низкотемпературной коррозии.

Калориферная установка конструкции «ЗиО» – это паровоздухонагреватель, комплектуемый паровыми секциями, каждая из которых состоит из вертикально расположенных стальных труб с поперечным оребрением и двух горизонтально ориентированных камер.

Основной подогрев воздуха производится в трубчатом воздухоподогревателе (ТВП), представляющем собой теплообменный аппарат, предназначенный для подогрева воздуха, поступающего в котел, за счет тепла уходящих дымовых газов.

Воздухоподогреватель выполнен в виде вертикальных трубных секций (кубов). Трубы диаметром 40x1,5 мм своими концами приварены к трубным доскам и размещены в шахматном порядке по воздушной стороне с поперечным шагом  $S_1 = 54,0$  мм и продольным шагом  $S_2 = 40,5$  мм. Для восприятия вертикальных усилий кубов по их бокам установлены маяковые трубы  $\varnothing 133$  мм [8].

Секции воздухоподогревателя соединены воздушными перепускными коробами. Нижние секции ТВП опираются на балки каркаса.

ТВП снаружи имеет теплоизоляцию и стальную обшивку.

ТВП оснащается 2-х ступенчатой защитой от износа:

- спрямляющая решетка;

- золозащитные втулки.

Устройства золозащиты обеспечивают надежную защиту от износа.

Предложенная конструкция ТВП с наличием вышеперечисленной защиты от износа имеет широкую апробацию на котлах, как на отечественных, так и на зарубежных ТЭС [8].

### *2.11 Элементы котла под давлением.*

Для элементов котла, работающих под давлением, в соответствии с опытом Поставщика и требованиями нормативно-технической документации Ростехнадзора РФ применяются проверенные и освоенные российские и зарубежные материалы [8].

Предусмотрено использование существующего у заказчика барабана котла. Элементы котла поставляются в виде блоков и «россыпью». При этом разбивка котельного оборудования на блоки и пакеты осуществляется таким образом, чтобы на заводе выполнялись наиболее сложные виды работ с соблюдением соответствующей технологии (подогрев, способ сварки, термообработка) и операций по контролю (радиография, ультразвук, гидравлические испытания и др.). Наружные поверхности зачищаются и окрашиваются для защиты их от коррозии на период транспортировки, хранения и монтажа [8].

Сварка и контроль элементов под давлением на монтаже должны осуществляться с учётом требований нормативной документации.

Экраны топки и конвективного газохода.

Экраны котла - радиационно-конвективного типа. Радиационную часть составляют панели, экранирующие верхнюю фронтальную часть топки, потолок топочной камеры,

потолок горизонтального и опускного газоходов, боковые стены и под горизонтального газохода, фронтальную, заднюю и боковые стены опускного газохода до ТВП [8].

Экраны топочной камеры выполнены в виде газоплотных панелей из труб  $\text{Ø}60 \times 6$ , расположенных с шагом 80 мм, с вваркой между ними проставок из полосы толщиной 6 мм.

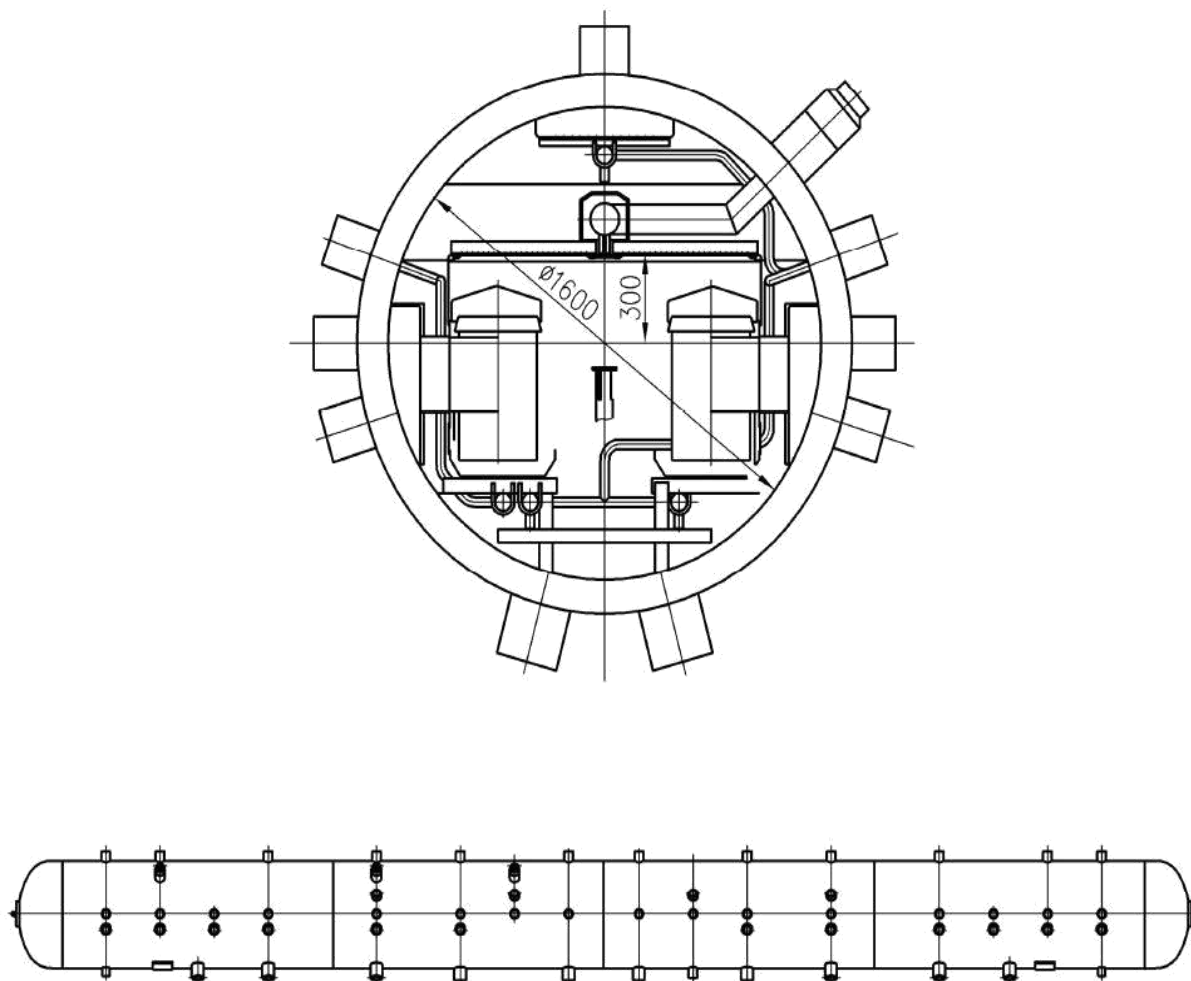
Экраны образуют газоплотную цельносварную коробку. Угол наклона экранов ската холодной воронки к горизонту составляет  $50^\circ$ . Задний экран топки в верхней части имеет аэродинамический выступ и фестон [8].



## Барабан.

Барабан котла имеет внутренний диаметр 1600 мм и длину цилиндрической части 16,3 м. Для обеспечения требуемого качества пара и уменьшения потерь тепла с непрерывной продувкой применена схема двухступенчатого испарения с необходимыми сепарационными устройствами.

Барабан снабжен устройством расхолаживания посторонним паром, с помощью которого сокращается время расхолаживания котла при останове и уменьшение перекосов температуры в теле барабана [8].



### *Ширмовый пароперегреватель.*

В котел установлено две ступени ширмового пароперегревателя (ШПП-1 и ШПП-2) включенные по пару последовательно друг за другом расположенные на выходе из топки по ходу газа в одном сечении, причем ШПП-1 расположены по краям газохода, а ШПП-2- в середине газохода [8].

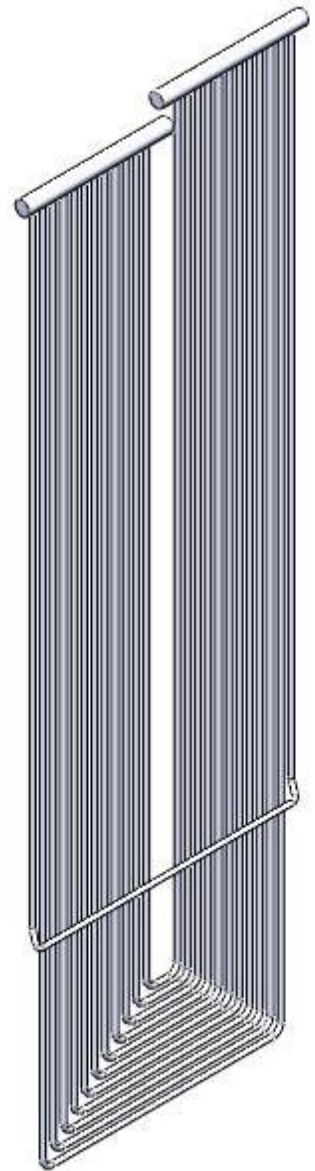
Ширмовый пароперегреватель 1 ступени выполнен из труб 42x6 мм, сталь 12Х1МФ с обрамляющей закороченной трубой из стали 12Х18Н12Т.

Ширмовый пароперегреватель 2 ступени выполнен из труб 42x6 мм, сталь 12Х1МФ с обрамляющей закороченной трубой из стали 12Х18Н12Т.

Ширмы пароперегревателя установлены с поперечным шагом  $S_1=587$  мм, продольный шаг ширм –  $S_2=100$  мм.

Для повышения надежности дистанционирования и подвески труб в ширмовых пароперегревателях осуществляется при помощи S-образных скоб, не привариваемых к трубам и позволяющих свободно компенсировать тепловые расширения труб [8].

Следующей поверхностью по ходу газов идет фестон.



## Конвективный пароперегреватель.

Конвективный пароперегреватель состоит из трех ступеней КПП-1,3,4.

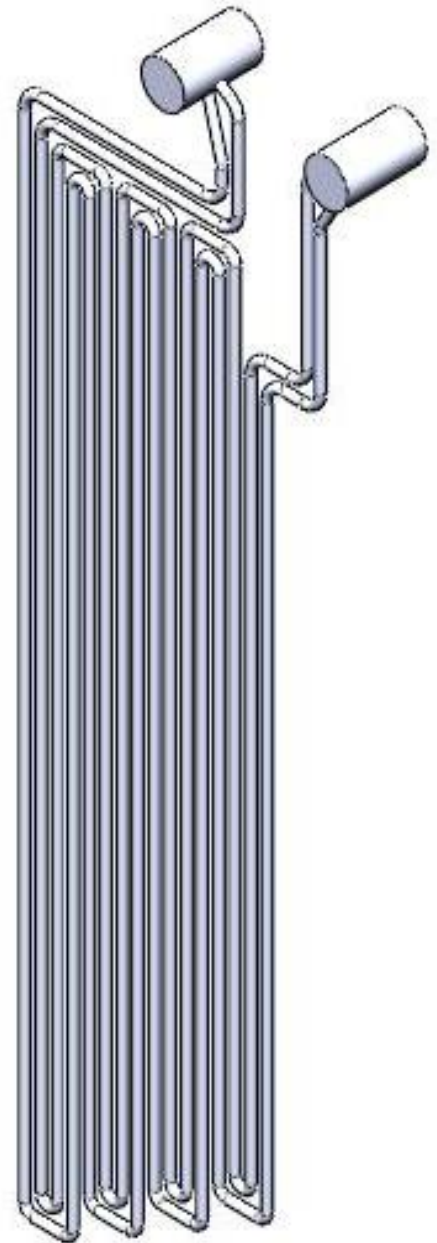
Первая конвективная ступень пароперегревателя (КПП-1) имеет противоточную схему включения, изготавливается из труб 42x6 мм, ст.20, с поперечным шагом -  $S_1=120$  мм и продольным шагом -  $S_2=80$  мм и располагается в горизонтальном газоходе перед поворотной камерой [8].

Выходная ступень пароперегревателя состоит из КПП-3 (противоток) и КПП-4 (прямоток) включенные по пару последовательно друг за другом расположенные за фестоном по ходу газа в одном сечении, причем КПП-3 расположены по краям газохода, а КПП-4 - в середине газохода.

КПП-3 выполнен из труб 38x6 мм, 12X1M1Ф, с поперечным шагом -  $S_1=120$  мм и продольным средним шагом -  $S_2=64,4$  мм.

КПП-4 выполнен из труб 38x5 мм, X18H10T, с поперечным шагом -  $S_1=120$  мм и продольным средним шагом -  $S_2=64,4$  мм.

Для повышения надежности дистанционирования и подвески труб в конвективных пароперегревателях осуществляется при помощи S-образных скоб, не привариваемых к трубам и позволяющих свободно компенсировать тепловые расширения труб [8].



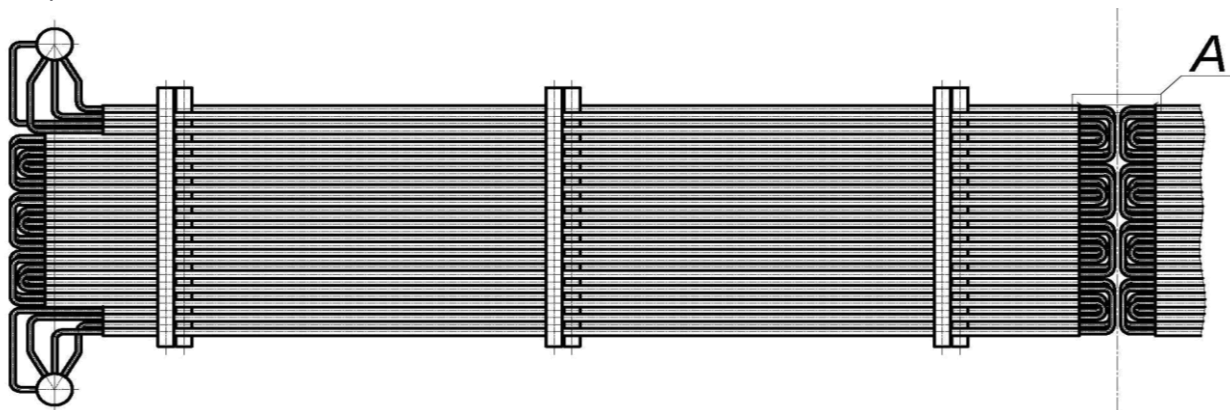
## Экономайзер.

Водяной экономайзер расположен в конвективной шахте за поворотным газоходом и опирается через горячие балки на каркас котла. Конструктивно водяной экономайзер выполнен из поперечно-ребренных труб 32x4 мм Ст.20, с ребрами высотой 10 мм и шагом 8 мм [8].

Применение поперечно-ребренных труб позволяет увеличить расчетную поверхность нагрева экономайзера и увеличить поперечный шаг до  $S_1=120$  мм, что уменьшает скорость газов в водяном экономайзере в среднем до 5,8 м/сек при паропроизводительности котла - 420 т/час, а следовательно, позволит уменьшить золовой износ ВЭ [8].

На предлагаемом к поставке котле, проблемы общего абразивного износа конвективных

поверхностей нагрева решаются снижением скоростей газов в поверхностях нагрева, установкой оребренного экономайзера. Для защиты гибов труб от возможного абразивного износа предусмотрены защитные козырьки.



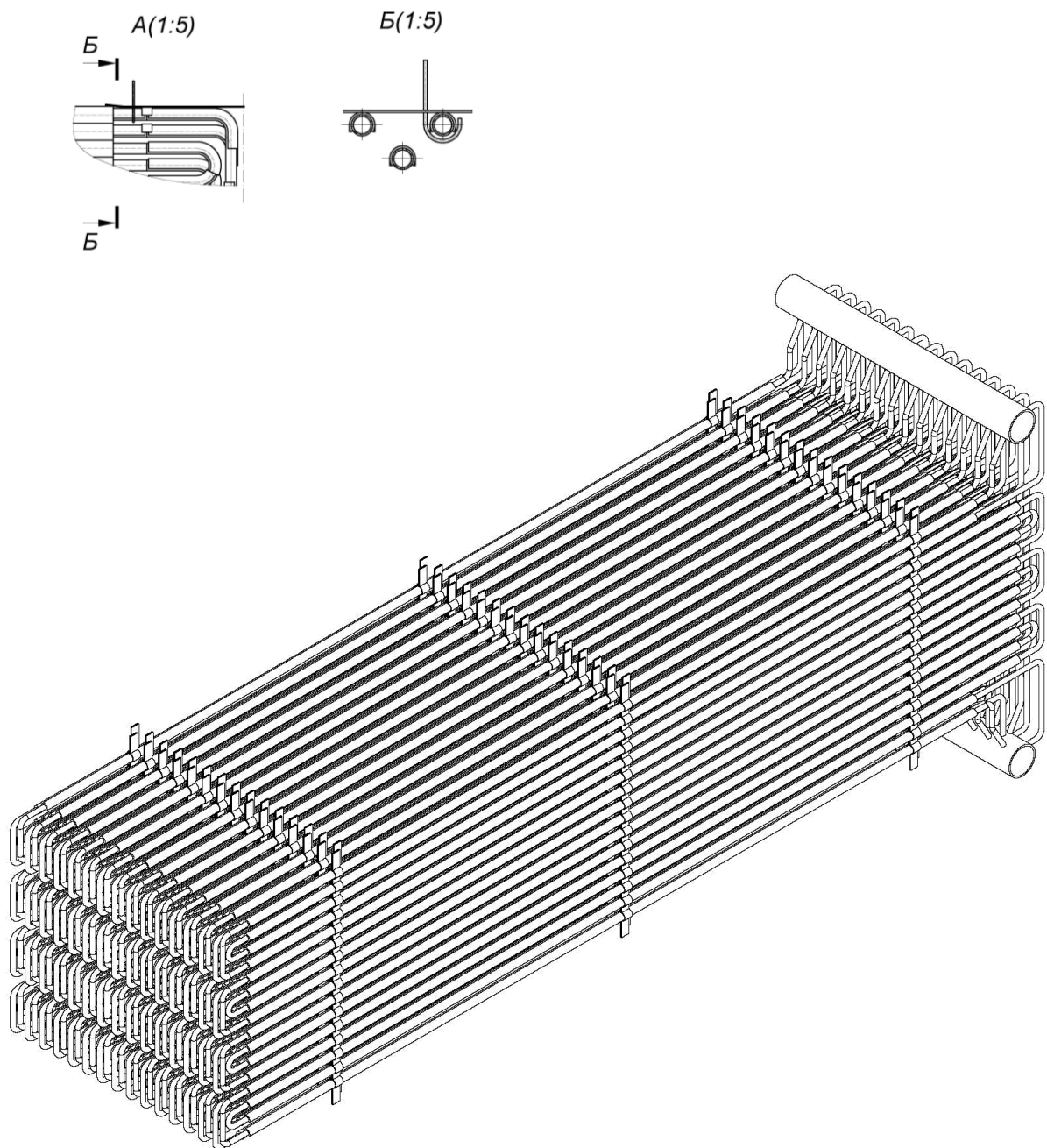


Рис. 3D-модель экономайзера

### 2.12 Гарнитура котла.

Для возможности контроля над процессами сжигания, состоянием поверхностей нагрева и обмуровки, контроля изнутри состояния котла и ПГВП, для ремонтных целей и для проведения пуско-наладочных работ котел оснащается специальными устройствами – гляделками, лючками, лазами и т.п.

### 2.13 Арматура котла.

Котел оснащается необходимыми импульсно-предохранительными устройствами, регулирующими клапанами, запорной арматурой и арматурой дренажей и воздушников [8].

#### *2.14 Отбор проб пара и воды.*

Из пароводяного тракта котла для контроля за качеством питательной воды и пара предусмотрены отборы проб [8].

Линии отбора проб выполняются из нержавеющей стали. В комплект каждого пробоотборника входит дросселирующая и запорная арматура и холодильник.

#### *2.15 Металлоконструкции котла.*

Металлоконструкции котла, предназначенные для удержания элементов котла, используются имеющиеся у Заказчика, от котла ст. № 8 марки БКЗ 420-140-7С.

Площадки и лестницы обслуживания котла, бункеров, ТВП и другого оборудования, как правило, располагаются на каркасах и перекрытиях котельной установки. Отдельные площадки для подходов к лючкам и лазам, обдувочным аппаратам закрепляются к балкам жесткости и перемещаются вместе с ними [8].

Настил площадок и ступени лестниц – оцинкованные решетчатые, кроме площадок в районе расположения горелок, где настил выполняется из рифленой стали.

#### *2.16 Изоляция и обшивка котельной установки.*

На котле выполнена натрубная изоляция толщиной 160 мм с обшивкой из металлического листа.

Изоляционные, обмуровочные и огнеупорные материалы, необходимые для котла с газоплотным исполнением, в объем поставки ОАО «ЗиО» не включены. Исполнение и осуществление обмуровки, обшивки и изоляции должны соответствовать стандартам изготовителя на тип поставляемого котельного оборудования. Температура наружной поверхности оборудования не должна превышать +45 °С, при температуре наружного воздуха +25 °С [8].

#### *2.17 Схема пылегазовоздухопроводов.*

Схема пылегазовоздухопроводов (ПГВП) отражает технологические взаимосвязи оборудования и определяет необходимый объем запорно-регулирующих органов и состав оборудования котельной установки.

В настоящем предложении показана принципиальная схема ПГВП (см. рис. 7.1) [8].

На воздуховодах и газоходах будут установлены регулирующие и запорные клапаны повышенной плотности конструкции ОАО «ЗиО» в необходимом количестве.

На всех участках газового и воздушного трактов, где требуется контроль или регулирование расходов среды, будут предусмотрены измерительные устройства. В качестве измерительных устройств используются плоские расходомерные устройства типа труб Вентури (при дефиците достаточных прямых участков используются специальные расходомеры на поворотах газовоздухопроводов), осреднительные трубки или трубки Пито. Как альтернативное решение, могут быть применены современные расходомеры по типу термоанемометров. Окончательный выбор типа измерительных

устройств, их расчет и место установки выполняется при рабочем проектировании [8].

Все запорные и регулирующие клапаны оборудуются электроприводами для возможности дистанционного и автоматического управления.

В схеме предусмотрено необходимое количество расчетных перемычек в газовых и воздушных трактах. Перемычки демпфируют изменение расходов воздуха и газа при работе разного количества мельниц, особенно, при работе котла на частичных нагрузках [8].

Все газоходы, воздухопроводы и пылепроводы рассчитываются на внутреннее давление (разрежение) с учетом атмосферного давления на площадке электростанции.

Сечение пылегазовоздухопроводов выбирается с учетом создания в них оптимальных скоростей воздуха и газа и минимальных затрат электроэнергии на собственные нужды.

### 2.18 Компоновка котельной установки.

На компоновке расположен котел и котельно-вспомогательное оборудование, начиная от выходных фланцев бункера сырого топлива и заканчивая газоходами к дымовой трубе.

Котел имеет однокорпусное исполнение, и расположен в здании котельного отделения в рядах "Г"- "Д", имеющего ячейку по фронту 36 м и глубиной 39 м, в котором располагаются:

- собственно котел, часть трубопроводов, пылегазовоздухопроводов, площадок обслуживания, калориферная установка;
- часть котельно-вспомогательного оборудования;
- 4 молотковые мельницы типа ММТ 2000/2590/730К в количестве 4 шт. вдоль фронта котла.

В рядах "Д"- "Е" расположены основные дутьевые вентиляторы в количестве 2 шт.

В бункерном отделении в осях "В"- "Г" располагаются топливоподача, 4 бункера сырого угля и часть КВО:

- 4 питателя сырого топлива,
- вентиляторы горячего дутья в количестве 4 шт.

Обслуживание оборудования возможно с использованием локальных грузоподъемных механизмов (уточняется с Генпроектировщиком).

С фронта котла предусмотрены проезды параллельно ряду «Г», обеспечивающие возможность ремонта ТДМ, мельниц и замены поверхностей нагрева котла.

С тыла котла располагаются сеть газозухопроводов, раздающих воздух на котел и отводящих дымовые газы от котла.

Для очистки дымовых газов от золовых частиц применён кольцевой эмульгатор.

Рис. 17.1. Компоновка котельной установки Е-420-13,8-560 КТ (ПК-100). Продольный разрез.



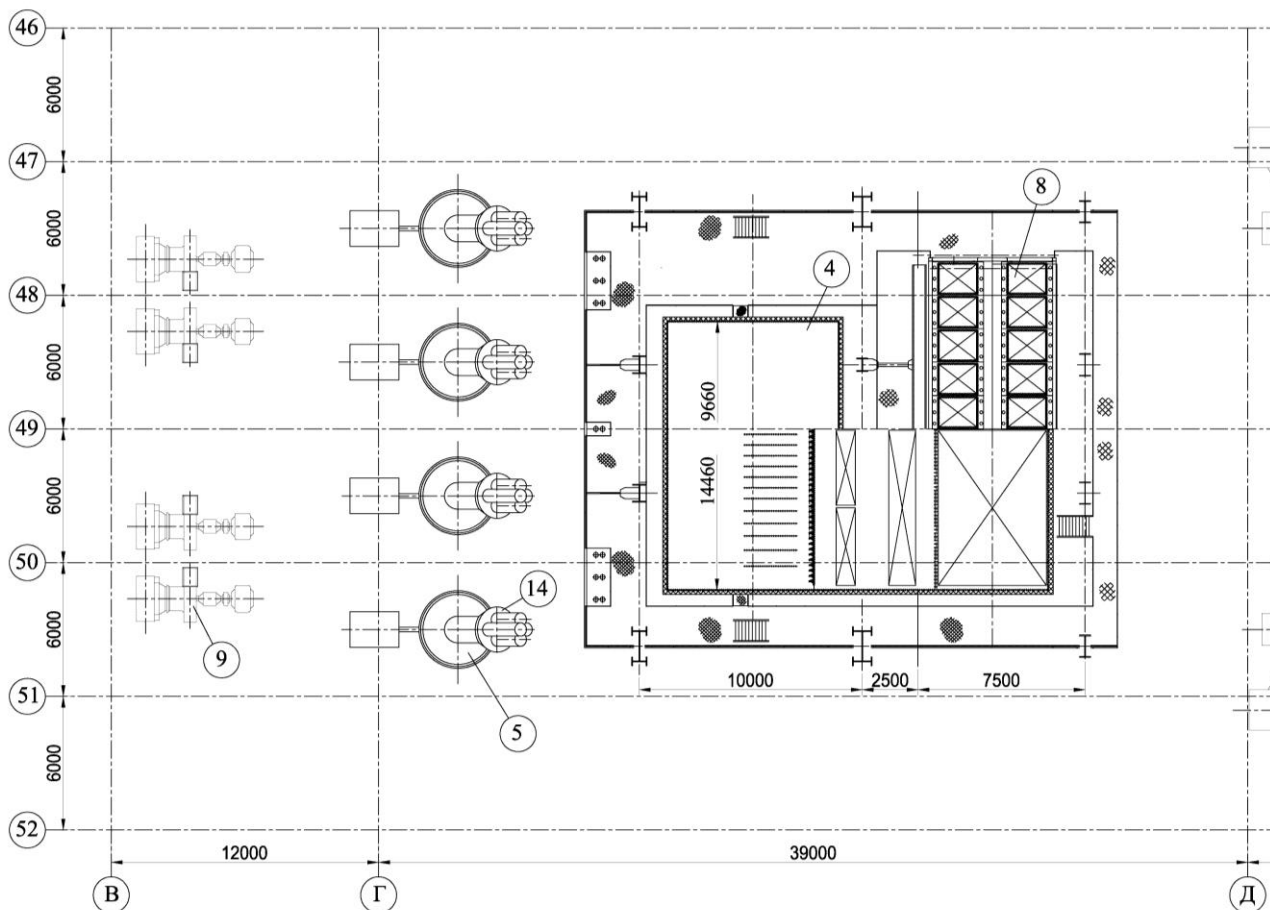
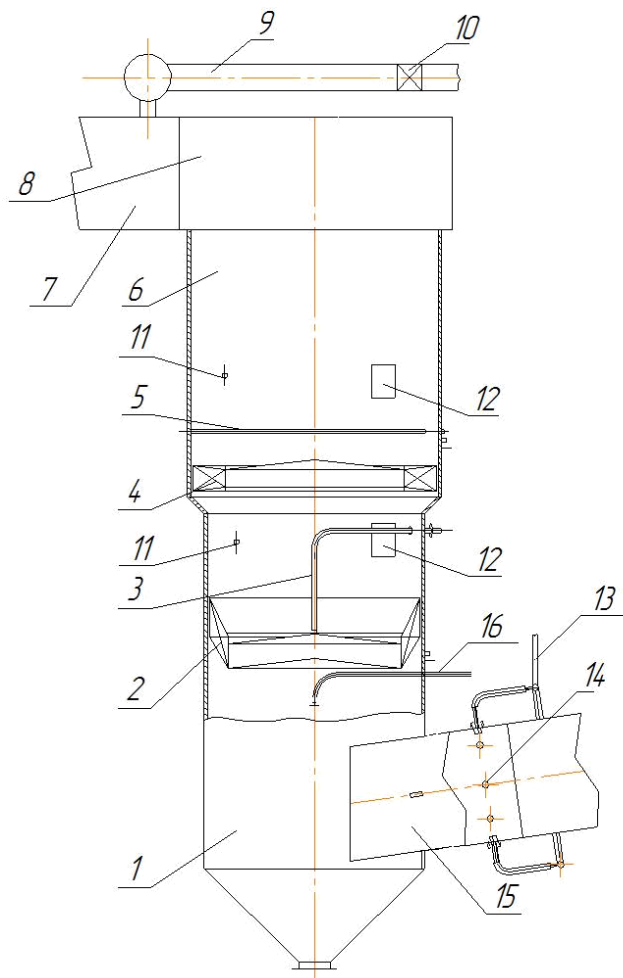


Рис. 17.2. Компоновка котельной установки Е-420-13,8-560 КТ (ПК-100). План.

В проекте котельной установки, что для очистки дымовых газов от золы и окислов серы будут применены кольцевые эмульгаторы (КЭ) предназначенные для очистки дымовых газов от золы и частичной нейтрализации окислов серы, за счет собственной щелочи золы, а при добавлении в орошающую воду щелочных компонентов - для глубокой сероочистки. Кольцевой эмульгатор представлен на рис. 18.1.



*Кольцевой эмульгатор.*

1 - Корпус; 2 - Забихритель; 3 - Труба орошения; 4 - Раскручиватель;  
 5 - Омыватель раскручивателя; 6 - Расширение; 7 - Выход; 8 - Оголовок;  
 9 - Подвод горячего воздуха; 10 - Шибер; 11 - Гляделка; 12 - Ремлюк;  
 13 - Смывное устройство; 14 - Сопла; 15 - Входной газоход; 16 - Форсунка.

**Рис. 18.1. Кольцевой эмульгатор.**

Технико-экономические показатели по котлу

## **Вывод**

Были приведены техническое предложения по котельной установке с котлом Е-420-13,8-560 КТ(ПК-100) для ТЭЦ-2. Обоснование выбора тангенциальной схемы сжигания.

### 3. Проведение расчетов и определение нормативов ПДВ

#### 3.1 РАСЧЕТ

Выбросов вредных веществ в атмосферу  
от Ka1 АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

УГОЛЬ					
Внат	$Q^P_H$	,% S	q	$A^P$	Гун,%
34963	4181	0,50	5,2	38,1	6,9
МАЗУТ					
Внат	$Q^P_H$	,% S	$A^P$		
63	9848	0,34	0,03		

#### 1. Выбросы вредных веществ, тонн

ВСЕГО	451,795
Твердые	74,692
Зола	74,689
Ванадий	0,003
жидк. И газообр.	377,103
сернистый ангидрид	242,367
диоксид азота	97,722
монооксид азота	15,880
окись углерода	21,134

Эффективность золоулавливания  $\eta_{зу} = 0,995$

Количество образовавшихся отходов - 14197,707 тонн

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ**  
вредных веществ в атмосферу от Ka1  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива

табл.1

УГОЛЬ					
Внат	$Q^P_H$	,% S	q	$A^P$ , %	Гун,%
34963	4181	0,50	5,2	38,1	6,9

МАЗУТ			
Внат	Q <sup>PH</sup>	S,%	A <sup>P</sup> ,%
63	848	0,34	0,03

Ингредиенты	Отходящие	В ыброс	Улов	К ПД
Всего	14 009,321	451,795	13 557,527	
Твердые	13 592,763	74,692	13 518,071	
Зола	13 592,758	74,689	13 518,069	0,995
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,005	0,003	0,002	
Жидк.и газообр.	416,558	377,103	183,834	0,140
SO <sub>2</sub>	281,822	242,367	183,834	
NO <sub>2</sub>	97,722	97,722		
NO	15,880	15,880		
CO	21,134	21,134		

Количество образовавшихся золошлаковых отходов -  
14197,707 тонн

Расчет выбросов  
вредных веществ в атмосферу от Ка1  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива  
табл.1

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>PH</sup>	S,%	q4,%	A <sup>P</sup> ,%	Гун,%
34963,0	4181	0,50	5,2	38,1	6,9
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>PH</sup>	S,%	A <sup>P</sup> ,%		
63	9848	0,34	0,037		

Число растопок – 1

### 1.1. Расчет выбросов твердых частиц

$$M_{ТВ} = C_{ТВ} \times V^{1,4}_{\text{уголь}} \times B_{\text{уголь}} \times 10^{-9} \quad (1).$$

$$= 10^{-9} \times 192995760,0 \times 387 = 74,689 \text{ т}$$

$C_{ТВ}$  - концентрация твердых частиц, определяемая

$V^{1,4}_{\text{уголь}}$	путем прямых замеров- 387	мг/м <sup>3</sup> ;
-	Объём сухих газов при сжигании угля, м <sup>3</sup> /кг.	
$B_{\text{уголь}}$	расход угля, т;	

### 1.2. Расчет выбросов оксидов серы

$$M_{SO_2} = \sum V_{сг}^{1,4} \times C_{SO_2}^{1,4}_{сг} \times 10^{-9} = \quad (2).$$

$$= 10^{-9} \times 193893510,0 \times 1250 = 242,367 \text{ т}$$

де  $C_{SO_2}$  - концентрация оксида серы, определяемая

$\sum V_{сг}^{1,4}$	путем прямых замеров-1250	мг/м <sup>3</sup> ;
-	суммарный объём сухих газов при сжигании угля и мазута, м <sup>3</sup> .	
$\sum V_{сг}^{1,4} = V^{1,4}_{\text{уголь}} \times B_{\text{уголь}} + V^{1,4}_{\text{мазут}} \times B_{\text{мазут}}$		(3).

### 1.3. Расчет выбросов оксидов азота

Выбросы диоксида азота:

$$M_{NO_2} = \sum V_{сг}^{1,4} \times 0,8 \times C_{NO_x} \times 10^{-9} = \quad (4).$$

$$= 10^{-9} \times 193893510,000 \times 0,8 \times 630 = 97,722 \text{ т}$$

Выбросы оксида азота:

$$M_{NO} = \sum V_{сг}^{1,4} \times 0,13 \times C_{NO_x} \times 10^{-9} =$$

$$= 10^{-9} \times 193893510,000 \times 0,13 \times 630 = 15,880 \text{ т}$$

$C_{NO_x}$  - концентрация окислов азота, определяемая

$\sum V_{сг}^{1,4}$	путем прямых замеров-630	мг/м <sup>3</sup> ;
-	суммарный объём сухих газов при сжигании	

угля и мазута, мЗ.

1.4. Расчет выбросов окиси углерода

$C_{CO}$ -концентрация окиси углерода согласно замеров-  
= 109,000 мг/м<sup>3</sup>,

$$M_{CO} = \sum V_{CT}^{1.4} \times C_{CO} \times 10^{-9} = \quad (5.)$$
$$= 21,134 \text{ т/мес.}$$

1.5. Расчет выбросов оксидов ванадия

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \times G_{V_2O_5} \times V_T \times (1-\eta_{OC}) \times (1-\eta_{ЗУ}) = \quad (6.)$$
$$= 10^{-6} \times 82,2 \times 63,0 \times (1-0,05) \times (1-0,498) = 0,003 \text{ т}$$
$$G_{V_2O_5} = 2222 \times A_p = 2222 \times 0,037 = 82,2 \text{ г/т,}$$

$G_{V_2O_5}$  - содержание оксидов ванадия в жидком топливе  
в пересчёте  $V_2O_5$  г/т;

$V_T$  - расход топлива, т;

$\eta_{OC}$  - доля ванадия, оседающего с твердыми частицами  
на поверхности нагрева, 0,05 - для котлов без  
промперегрева;

$\eta_{ЗУ}$  - степень очистки дымовых газов в ЗУ,

$\eta_{ЗУ} = \eta \times C$ , где:

$\eta$  - общая степень улавливания твердых частиц при  
сжигании угля, %,

$C$  - коэффициент, равный 0,5 для мокрых аппаратов;

$G_{V_2O_5} = 2222 \times A_p$ , где:

2222- имперический коэффициент,

$A_p$  - содержание золы в мазуте на рабочую массу, %.

## 1.6. Расчет золошлаковых отходов

Шлаки:

$$M_{шл} = \frac{B_{тл} \times A_{р}}{100 - \Gamma_{шл}} \times \alpha_{шл} = \quad (6).$$

$$= \frac{34963,0 \times 38,1}{100 - 2,0} \times 0,05 = 679,638 \text{ т}$$

Зола:

$$M_{з} = \frac{B_{тл} \times A_{р}}{100 - \Gamma_{ун}} \times \alpha_{ун} \times \eta_{зу} = \quad (7).$$

$$= \frac{34963,0 \times 38,1}{100 - 6,9} \times 0,95 \times 0,995 = 13518,069 \text{ т}$$

Золошлаковые отходы:

$$M_{обр} = M_{шл} + M_{з} = 679,638 + 13518,069 = 14197,707 \text{ т} \quad (8).$$

14197,707 т - образовалось за отчетный период,

- $B_{тл}$  - расход топлива за период;
- $A_{р}$  - средняя зольность угля на рабочую массу, %;
- $\Gamma_{шл}$  - содержание горючих веществ в шлаке, %  
(справочник энергетика, стр.116);
- $\alpha_{шл}$  - доля уноса шлака - 0,05;
- $\alpha_{ун}$  - доля уноса золы - 0,95,  
(нормативный расчет котлоагрегатов).

Ингредиенты	Выброс
Всего	451,795
Твердые	74,692
Зола	74,689
$V_2O_5$	0,003
Жидк.и газообр.	377,103
$SO_2$	242,367
$NO_2$	97,722
NO	15,880
CO	21,134



## РАСЧЕТ

выбросов вредных веществ в атмосферу  
от Ка2 АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>pн</sup>	S,%	q4,%	A <sup>p</sup> ,%	Гун,%
41225	181	,50	4,3	38,1	5,7
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>pн</sup>	S,%	A <sup>p</sup> ,%		
73	9848	0,34	0,037		

### 1. Выбросы вредных веществ, тонн

ВСЕГО	532,907
Твердые	88,297
Зола	88,294
Ванадий	0,003
жидк. И газообр.	444,610
сернистый ангидрид	285,753
диоксид азота	115,216
монооксид азота	18,723
окись углерода	24,918

Эффективность золоулавливания  $\eta_{зу} = 0,995$

Количество образовавшихся отходов - 16536,388 тонн

## РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ вредных веществ в атмосферу от Ка2 АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива  
табл.1

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>pн</sup>	S,%	q4,%	A <sup>p</sup> ,%	Гун,%
41225	4181	0,50	4,3	38,1	5,7

МАЗУТ			
Внат	Q <sup>PH</sup>	S,%	A <sup>P</sup> ,%
73	9848	0,34	0,037

Число растопок – 0

Ингредиенты	Отходящие	Выброс	Улов	КПД
Всего	16 314,452	532,907	15 781,545	
Твердые	15 823,324	88,297	15 735,027	
Зола	15 823,318	88,294	15 735,024	0,995
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,006	0,003	0,003	
Жидк.и газообр.	491,128	444,610		0,140
SO <sub>2</sub>	332,271	285,753		
NO <sub>2</sub>	115,216	115,216		
NO	18,723	18,723		
CO	24,918	24,918		

Количество образовавшихся золошлаковых отходов -  
16536,388 тонн

Расчет выбросов  
вредных веществ в атмосферу от Ка2  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива  
табл.1

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>PH</sup>	S,%	q <sub>4</sub> , %	A <sup>P</sup> ,%	Гун, %
41225,0	4181	0,50	4,3	8,1	5,7
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>PH</sup>	S,%	A <sup>P</sup> ,%		
73	9848	0,34	0,037		

Число растопок – 0

### 1.1 Расчет выбросов твердых частиц

$$M_{ТВ} = C_{ТВ} \times V^{1,4 \text{ уголь}} \times B_{\text{уголь}} \times 10^{-9} \quad (8)$$
$$= 10^{-9} \times 227562000,0 \times 388 = 88,294 \text{ т}$$

$C_{ТВ}$  - концентрация твердых частиц, определяемая

$V^{1,4 \text{ уголь}}$  -  $V$  путем прямых замеров- 388 мг/м<sup>3</sup>;  
Объем сухих газов при сжигании  
угля, м<sup>3</sup>/кг.  
 $B_{\text{уголь}}$  - расход угля, т;

### 1.2. Расчет выбросов оксидов серы

$$M_{SO_2} = \sum V_{сг}^{1,4} \times C_{SO_2}^{сг} \times 10^{-9} = \quad (9)$$
$$= 10^{-9} \times 228602250,000 \times 1250 = 285,753 \text{ т}$$

$C_{SO_2}$  - концентрация оксида серы, определяемая

$\sum V_{сг}^{1,4}$  -  $\sum V_{сг}$  путем прямых замеров-1250 мг/м<sup>3</sup>;  
суммарный объем сухих газов при сжигании  
угля и мазута, м<sup>3</sup>.  
 $\sum V_{сг}^{1,4} = V^{1,4 \text{ уголь}} \times B_{\text{уголь}} + V^{1,4 \text{ мазут}} \times B_{\text{мазут}} \quad (10)$

### 1.3. Расчет выбросов оксидов азота

Выбросы диоксида азота:

$$M_{NO_2} = \sum V_{сг}^{1,4} \times 0,8 \times C_{NOx} \times 10^{-9} = \quad (11)$$
$$= 10^{-9} \times 228602250,000 \times 0,8 \times 630 = 115,216 \text{ т}$$

Выбросы оксида азота:

$$M_{NO} = \sum V_{сг}^{1,4} \times 0,13 \times C_{NOx} \times 10^{-9} = \quad (12)$$
$$= 10^{-9} \times 228602250,000 \times 0,13 \times 630 = 18,723 \text{ т}$$

$C_{\text{No}_x}$  - концентрация окислов азота, определяемая

$\sum V_{\text{сг}}^{1,4}$  путем прямых замеров-630 мг/м<sup>3</sup>;

- суммарный объём сухих газов при сжигании угля и мазута, м<sup>3</sup>.

#### 1.4. Расчет выбросов окиси углерода

$C_{\text{со}}$  - концентрация окиси углерода согласно замеров -  
= 109,000 мг/м<sup>3</sup>,

$$M_{\text{со}} = \sum V_{\text{сг}}^{1,4} \times C_{\text{со}} \times 10^{-9} = \quad (13)$$
$$= 24,918 \text{ т/мес.}$$

#### 1.5. Расчет выбросов оксидов ванадия

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \times G_{V_2O_5} \times V_{\text{т}} \times (1-\eta_{\text{ос}}) \times (1-\eta_{\text{зу}}) = \quad (14)$$
$$= 10^{-6} \times 82,2 \times 73,0 \times (1-0,05) \times (1-0,498) = 0,003 \text{ т}$$

$$G_{V_2O_5} = 2222 \times A_{\text{р}} = 2222 \times 0,037 = 82,2 \text{ г/т,}$$

$G_{V_2O_5}$  - содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчёте  $V_2O_5$  г/т;

$V_{\text{т}}$  - расход топлива, т;

$\eta_{\text{ос}}$  - доля ванадия, оседающего с твердыми частицами на поверхности нагрева, 0,05 - для котлов без промперегрева;

$\eta_{\text{зу}}$  - степень очистки дымовых газов в ЗУ,

$\eta_{\text{зу}} = \eta_{\text{у}} \times C$ , где:

$\eta_{\text{у}}$  - общая степень улавливания твердых частиц при сжигании угля, %;

$C$  - коэффициент, равный 0,5 для мокрых аппаратов;

$G_{V_2O_5} = 2222 \times A_{\text{р}}$ , где:

2222- имперический коэффициент,

$A_{\text{р}}$  - содержание золы в мазуте на рабочую массу, %.

## 1.6. Расчет золошлаковых отходов

Шлаки:

$$M_{ш} = \frac{B_{т} \times A_{р}}{100 - G_{шл}} \times \alpha_{шл} = \quad (14)$$

$$= \frac{41225,0 \times 38,1}{100 - 2,0} \times 0,05 = 801,364 \text{ т}$$

Зола:

$$M_{з} = \frac{B_{т} \times A_{р}}{100 - G_{ун}} \times \alpha_{ун} \times \eta_{зу} = \quad (15)$$

$$= \frac{41225,0 \times 38,1}{100 - 5,7} \times 0,95 \times 0,995 = 15735,024 \text{ т}$$

Золошлаковые отходы:

$$M_{обр} = M_{шл} + M_{з} = 801,364 + 15735,024 = 16536,388 \text{ т} \quad (16)$$

16536,388 т - образовалось за отчетный период,

$B_{т}$  - расход топлива за период;

$A_{р}$  - средняя зольность угля на рабочую массу, %;

$G_{шл}$  - содержание горючих веществ в шлаке, %  
(справочник энергетика, стр.116);

$\alpha_{шл}$  - доля уноса шлака - 0,05;

$\alpha_{ун}$  - доля уноса золы - 0,95,

(нормативный расчет котлоагрегатов).

Ингредиенты	Выброс
Всего	532,907
Твердые	88,297
Зола	88,294
$V_2O_5$	0,003
Жидк.и газообр.	444,610
$SO_2$	285,753
$NO_2$	115,216
NO	18,723
CO	24,918

## РАСЧЕТ

выбросов вредных веществ в атмосферу  
от КаЗ АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>PH</sup>	S,%	q4,%	A <sup>P</sup> ,%	Гун,%
20818	4181	0,50	4,3	38,1	5,7
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>PH</sup>	S,%	A <sup>P</sup> ,%		
37	9848	0,34	0,037		

### 1. Выбросы вредных веществ, тонн

ВСЕГО				268,768
Твердые				44,244
Зола				44,242
Ванадий				0,002
жидк. И газообр.				224,524
сернистый ангидрид				144,303
диоксид азота				58,183
монооксид азота				9,455
окись углерода				12,583

Эффективность золоулавливания  $\eta_{зу} = 0,995$

Количество образовавшихся отходов - 8350,970  
ТОНН

## РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ

вредных веществ в атмосферу от КаЗ  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива  
табл.1

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>PH</sup>	S,%	q4,%	A <sup>P</sup> ,%	Гун,%
20818	4181	0,50	4,3	38,1	5,7
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>PH</sup>	S,%	A <sup>P</sup> ,%		
37	9848	0,34	0,037		

Число растопок – 2

Ингредиенты	Отходящие	Выброс	Улов	КПД
Всего	8 238,554	268,768	7 969,787	
Твердые	7 990,539	44,244	7 946,295	
Зола	7 990,536	44,242	7 946,294	0,995
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,003	0,002	0,001	
Жидк. и газообр.	248,015	224,524		0,140
SO <sub>2</sub>	167,794	144,303		
NO <sub>2</sub>	58,183	58,183		
NO	9,455	9,455		
CO	12,583	12,583		

Количество образовавшихся золошлаковых отходов -  
8350,97 тонн

Расчет выбросов  
вредных веществ в атмосферу от Ка3  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива

табл.1

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>пн</sup>	S,%	q4, %	A <sup>п</sup> , %	Гун,%
20818,0	4181	0,50	4,3	38,1	5,7
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>пн</sup>	S,%	A <sup>п</sup> , %		
37	9848	0,34	0,037		

Число растопок – 2

1.1. Расчет выбросов твердых частиц

$$M_{ТВ} = C_{ТВ} \times V^{1,4 \text{ уголь}} \times B_{\text{уголь}} \times 10^{-9} \quad (15)$$
$$= 10^{-9} \times 114915360,0 \times 385 = 44,242 \text{ т}$$

$C_{ТВ}$  - концентрация твердых частиц, определяемая

$V^{1,4 \text{ уголь}}$  - путем прямых замеров- 385 мг/м<sup>3</sup>;  
Объем сухих газов при сжигании  
угля, м<sup>3</sup>/кг.  
 $B_{\text{уголь}}$  - расход угля, т;

1.2. Расчет выбросов оксидов серы

$$M_{SO_2} = \sum V_{сг}^{1,4} \times C_{SO_2} \times 10^{-9} = \quad (16)$$
$$= 10^{-9} \times 115442610,0 \times 1250 = 144,303 \text{ т}$$

$C_{SO_2}$  - концентрация оксида серы, определяемая  
путем прямых замеров 1250 мг/м<sup>3</sup>;

$\sum V_{сг}^{1,4}$  - суммарный объем сухих газов при сжигании  
угля и мазута, м<sup>3</sup>.

$$\sum V_{сг}^{1,4} = V^{1,4 \text{ уголь}} \times B_{\text{уголь}} + V^{1,4 \text{ мазут}} \times B_{\text{мазут}} \quad (17)$$

1.3. Расчет выбросов оксидов азота

Выбросы диоксида азота:

$$M_{NO_2} = \sum V_{сг}^{1,4} \times 0,8 \times C_{NO_x} \times 10^{-9} = \quad (18)$$
$$= 10^{-9} \times 115442610,0 \times 0,8 \times 630 = 58,183 \text{ т}$$

Выбросы оксида азота:

$$M_{NO} = \sum V_{сг}^{1,4} \times 0,13 \times C_{NO_x} \times 10^{-9} = \quad (19)$$
$$= 10^{-9} \times 115442610,0 \times 0,13 \times 630 = 9,455 \text{ т}$$

$C_{NO_x}$  - концентрация окислов азота, определяемая  
путем прямых замеров-630 мг/м<sup>3</sup>;

$\sum V_{сг}^{1,4}$  - суммарный объем сухих газов при сжигании  
угля и мазута, м<sup>3</sup>.



#### 1.4. Расчет выбросов окиси углерода

$C_{\text{co}}$  - концентрация окиси углерода согласно замеров -  
 $= 109,000 \text{ мг/м}^3$ ,

$$M_{\text{co}} = \sum V_{\text{сг}}^{1.4} \times C_{\text{co}} \times 10^{-9} = \quad (20)$$

$$= 12,583 \text{ т/мес.}$$

#### 1.5. Расчет выбросов оксидов ванадия

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \times G_{V_2O_5} \times B_{\text{т}} \times (1-\eta_{\text{ос}}) \times (1-\eta_{\text{зу}}) = \quad (21)$$

$$= 10^{-6} \times 82,2 \times 37,0 \times (1-0,05) \times (1-0,498) = 0,002 \text{ т}$$

$$G_{V_2O_5} = 2222 \times A_{\text{р}} = 2222 \times 0,037 = 82,2 \text{ г/т,}$$

$G_{V_2O_5}$  - содержание оксидов ванадия в жидком топливе  
 в пересчёте  $V_2O_5$  г/т;

$B_{\text{т}}$  - расход топлива, т;

$\eta_{\text{ос}}$  - доля ванадия, оседающего с твердыми частицами  
 на поверхности нагрева, 0,05 - для котлов без  
 промпрегрева;

$\eta_{\text{зу}}$  - степень очистки дымовых газов в ЗУ,

$\eta_{\text{зу}} = \eta_{\text{у}} \times C$ , где:

$\eta_{\text{у}}$  - общая степень улавливания твердых частиц при  
 сжигании угля, %;

$C$  - коэффициент, равный 0,5 для мокрых аппаратов;

$G_{V_2O_5} = 2222 \times A_{\text{р}}$ , где:

2222- имперический коэффициент,

$A_{\text{р}}$ - содержание золы в мазуте на рабочую массу, %.

#### 1.6. Расчет золошлаковых отходов

Шлаки:

$$M_{\text{ш}} = \frac{B_{\text{т}} \times A_{\text{р}}}{100 - \Gamma_{\text{шл}}} \times \alpha_{\text{шл}} = \quad (21)$$

$$= \frac{20818,0 \times 38,1}{100 - 2,0} \times 0,05 = 404,676 \text{ т}$$

Зола:

$$M_{\text{з}} = \frac{B_{\text{т}} \times A_{\text{р}}}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} \times \alpha_{\text{ун}} \times \eta_{\text{зу}} = \quad (22)$$

$$= \frac{20818,0 \times 38,1}{100 - 5,7} \times 0,95 \times 0,995 = 7946,294 \text{ т}$$

Золошлаковые отходы:

$$M_{обр} = M_{шл} + M_{з} = 404,676 + 7946,294 = 8350,970 \text{ т} \quad (22)$$

8350,970 т - образовалось за отчетный период,

- В<sub>т</sub> - расход топлива за период;
- А<sub>р</sub> - средняя зольность угля на рабочую массу, %;
- Г<sub>шл</sub> - содержание горючих веществ в шлаке, %  
(справочник энергетика, стр.116);
- А<sub>шл</sub> - доля уноса шлака - 0,05;
- А<sub>ун</sub> - доля уноса золы - 0,95,  
(нормативный расчет котлоагрегатов).

Ингредиенты	Выброс
Всего	268,768
Твердые	44,244
Зола	44,242
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,002
Жидк.и газообр.	224,524
SO <sub>2</sub>	144,303
NO <sub>2</sub>	58,183
NO	9,455
CO	12,583

### РАСЧЕТ

выбросов вредных веществ в атмосферу  
от Ка4 АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>рн</sup>	S, %	q4, %	A <sup>р</sup> , %	Гун, %
14283	4181	0,50	5,0	38,1	6,7
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>рн</sup>	S, %	A <sup>р</sup> , %		
25	9848	0,34	0,037		

#### 1. Выбросы вредных веществ, тонн

ВСЕГО	184,152
Твердые	30,198
Зола	30,197
Ванадий	0,001
жидк. И газообр.	153,954

сернистый ангидрид			98,919
диоксид азота			39,916
монооксид азота			6,486
окись углерода			8,633

Эффективность золоулавливания  $\eta_{зу} = 0,995$

Количество образовавшихся отходов - 5788,424 тонн

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ**  
вредных веществ в атмосферу от Ка4  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива  
табл.1

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>p</sup> <sub>н</sub>	S, %	q4, %	A <sup>p</sup> , %	Гун, %
14283	4181	0,50	5,0	38,1	6,7
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>p</sup> <sub>н</sub>	S, %	A <sup>p</sup> , %		
25	9848	0,34	0,037		

Число растопок

– 3

Ингредиенты	Отходящие	Выброс	Улов	КП Д
Всего	5 711,036	184,152	5 526,884	
Твердые	5 540,979	30,198	5 510,781	
Зола	5 540,977	3 0,197	5 510,780	0,9 95
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,002	0,001	0,001	
Жидк. и газообр.	170,057	153,954		0,1 40
SO <sub>2</sub>	115,022	98,919		
NO <sub>2</sub>	39,916	39,916		
NO	6,486	6,486		
CO	8,633	8,633		

Количество образовавшихся золошлаковых отходов -  
5788,424 тонн

Расчет выбросов  
вредных веществ в атмосферу от Ка4  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива  
табл.1

УГОЛЬ					
Внат	$P_H$	S,%	q4,%	$A^P$ , %	$\Gamma_{уH}$ ,%
14283,0	418 1	0,50	5,0	38,1	6,7
МАЗУТ					
Внат	$Q^P_H$	S,%	$A^P$ ,%		
25	984 8	0,34	0,037		

Число растопок - 3

1.1. Расчет выбросов твердых частиц

$$M_{ТВ} = C_{ТВ} \times V^{1,4}_{уголь} \times B_{уголь} \times 10^{-9} \quad (24)$$

$$= 10^{-9} \times 78842160,0 \times 383 = 30,197 \text{ т}$$

$C_{ТВ}$  - концентрация твердых частиц, определяемая  
путем прямых замеров- 383  $\text{мг/м}^3$ ;

$V^{1,4}_{уголь}$  - Объем сухих газов при сжигании  
угля,  $\text{м}^3/\text{кг}$ .

$B_{уголь}$  - расход угля, т;

1.2. выбросов оксидов серы

$$M_{SO_2} = \sum V_{сг}^{1,4} \times C_{SO_2}^{1,4}_{сг} \times 10^{-9} = \quad (25)$$

$$= 10^{-9} \times 79198410,0 \times 1249 = 98,919 \text{ т}$$

$C_{SO_2}$  - концентрация оксида серы, определяемая  
путем прямых замеров-1249  $\text{мг/м}^3$ ;

$$\sum V_{\text{сг}}^{1,4} - \text{суммарный объём сухих газов при сжигании угля и мазута, м}^3. \\ \sum V_{\text{сг}}^{1,4} = V^{1,4}_{\text{уголь}} \times B_{\text{уголь}} + V^{1,4}_{\text{мазут}} \times B_{\text{мазут}} \quad (26)$$

### 1.3. Расчет выбросов оксидов азота

Выбросы диоксида азота:

$$M_{\text{No}_2} = \sum V_{\text{сг}}^{1,4} \times 0,8 \times C_{\text{No}_x} \times 10^{-9} = \\ = 10^{-9} \times 79198410,0 \times 0,8 \times 630 = 39,916 \text{ т} \quad (27)$$

Выбросы оксида азота:

$$M_{\text{No}} = \sum V_{\text{сг}}^{1,4} \times 0,13 \times C_{\text{No}_x} \times 10^{-9} = \\ = 10^{-9} \times 79198410,0 \times 0,13 \times 630 = 6,486 \text{ т} \quad (28)$$

$C_{\text{No}_x}$  - концентрация окислов азота, определяемая

$$\sum V_{\text{сг}}^{1,4} - \text{суммарный объём сухих газов при сжигании угля и мазута, м}^3. \\ \text{путем прямых замеров-630} \quad \text{мг/м}^3;$$

### 1.4. Расчет выбросов окиси углерода

$C_{\text{со}}$  - концентрация окиси углерода согласно замеров -  
109,0 мг/м<sup>3</sup>,

$$M_{\text{со}} = \sum V_{\text{сг}}^{1,4} \times C_{\text{со}} \times 10^{-9} = \\ = 8,633 \text{ т/мес.} \quad (29)$$

### 1.5. Расчет выбросов оксидов ванадия

$$M_{\text{V}_2\text{O}_5} = 10^{-6} \times G_{\text{V}_2\text{O}_5} \times B_{\text{т}} \times (1-\eta_{\text{ос}}) \times (1-\eta_{\text{зу}}) = \quad (30)$$

$$= 10^{-6} \times 82,2 \times 25,0 \times (1-0,05) \times (1-0,498) = 0,001 \text{ т} \\ G_{\text{V}_2\text{O}_5} = 2222 \times A_{\text{р}} = 2222 \times 0,037 = 82,2 \text{ г/т,} \quad (31)$$

$G_{V_2O_5}$  - содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчете  $V_2O_5$  г/т;  
 $B$  расход топлива,  
 $T$  - т;  
 $\eta_{oc}$  - доля ванадия, оседающего с твердыми частицами на поверхности нагрева, 0,05 - для котлов без промперегрева;  
 $\eta_{зу}$  - степень очистки дымовых газов в ЗУ,  
 $\eta_{зу} = \eta_u \times C$ , где:  
 $\eta_u$  - общая степень улавливания твердых частиц при сжигании угля, %,  
 $C$  - коэффициент, равный 0,5 для мокрых аппаратов;  
 $G_{V_2O_5} = 2222 \times A_p$ , где:  
 2222- имперический коэффициент,  
 $A_p$  - содержание золы в мазуте на рабочую массу, %.

#### 1.6. Расчет золошлаковых отходов

Шлаки:

$$\begin{aligned}
 M_{ш} &= \frac{B_T \times A_p}{100} \times \alpha_{шл} = \\
 &= \frac{38,1}{100 - 2,0} \times 0,05 = 277,644 \text{ т}
 \end{aligned}
 \tag{30}$$

Зола:

$$\begin{aligned}
 M_z &= \frac{B_T \times A_p}{100} \times \alpha_{ун} \times \eta_{зу} = \\
 &= \frac{38,1}{100 - 6,7} \times 0,95 \times 0,995 = 5510,780 \text{ т}
 \end{aligned}
 \tag{31}$$

Золошлаковые отход

$$M_{обр} = M_{шл} + M_z = 277,644 + 5510,780 = 5788,424 \text{ т}
 \tag{32}$$

5788,424 т - образовалось за отчетный период,

$B_T$  - расход топлива за период;

$A_p$  - средняя зольность угля на рабочую массу, %;

Гшл - содержание горючих веществ в шлаке, %  
(справочник энергетика, стр.116);

Ашл - доля уноса шлака - 0,05;

Аун - доля уноса золы - 0,95,  
(нормативный расчет котлоагрегатов).

Инградие нты	Выброс
Всего	184,152
Твердые	30,198
Зола	30,197
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,001
Жидк.и газообр.	153,954
SO <sub>2</sub>	98,919
NO <sub>2</sub>	39,916
NO	6,486
CO	8,633

### РАСЧЕТ

выбросов вредных веществ в атмосферу  
от Ка5 АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>p</sup> <sub>H</sub>	S, %	q <sup>4</sup> , %	A <sup>p</sup> , %	Гун, %
27494	4181	0,50	4,4	38,1	5,9
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>p</sup> <sub>H</sub>	S, %	A <sup>p</sup> , %		
49	9848	0,34	0,037		

1. Выбросы вредных веществ, тонн

ВСЕГО			354,048
Твердые			58,129
Зола			58,127
Ванадий			0,002
жидк. И газообр.			295,919
сернистый ангидрид			190,276
диоксид азота			76,842
монооксид азота			12,487
окись углерода			16,314

Эффективность золоулавливания  $\eta_{зу} = 0,995$

Количество образовавшихся отходов - 11051,725 тонн

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ  
вредных веществ в атмосферу от Ка5  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива  
табл.1

УГОЛЬ					
Внат	$Q^p_H$	S,%	$q^4$ , %	$A^p$ ,%	$\Gamma_{ун}$ ,%
27494	4181	0,50	4,4	38,1	5,9
МАЗУТ					
Внат	$Q^p_H$	S,%	$A^p$ , %		
49	9848	0,34	0,03 7		

Число растопок – 1

Ингредиенты	Отходящие	Выброс	Улов	КПД
Всего	10	3	10	



	902,300	54,048	548,252	
Твердые	10 575,406	58,129	10 517,277	
Зола	10 575,402	58,127	10 517,275	0,995
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,004	0,002	0,002	
Жидк.и газообр.	326,894	295,919		0,140
SO <sub>2</sub>	221,251	190,276		
NO <sub>2</sub>	76,842	76,842		
NO	12,487	12,487		
CO	16,314	16,314		

Количество образовавшихся золошлаковых отходов -  
11051,725 тонн

Расчет выбросов  
вредных веществ в атмосферу от Ка5  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива  
табл.1

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>p</sup> <sub>H</sub>	S, %	q4, %	A <sup>p</sup> , %	Гун, %
27494,0	4181	0,50	4,4	38,1	5,9
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>p</sup> <sub>H</sub>	S, %	A <sup>p</sup> , %		
49	9848	0,34	0,037		

Число растопок – 1

11. Расчет выбросов твердых частиц

$$M_{ТВ} = C_{ТВ} \times V^{1,4 \text{ уголь}} \times B_{\text{уголь}} \times 10^{-9} \quad (35)$$

$$= 10^{-9} \times 151766880,0 \times 383 = 58,127 \text{ т}$$

C<sub>ТВ</sub> - концентрация твердых частиц, определяемая  
путем прямых замеров- 383 мг/м<sup>3</sup>;  
V<sup>1,4уголь</sup> - Объём сухих газов при сжигании  
угля, м3/кг.

Вугол

Б- расход угля, т;

## 12. Расчет выбросов оксидов серы

$$M_{SO_2} = \sum V_{сг}^{1,4} \times C_{so2}^{1,4} \times 10^{-9} =$$

$$= 10^{-9} \times 152465130,000 \times 1248 = 190,276 \text{ т} \quad (36)$$

$C_{so2}$  - концентрация оксида серы, определяемая  
путем прямых замеров-1248 мг/м<sup>3</sup>;

$\sum V_{сг}^{1,4}$  - суммарный объём сухих газов при сжигании  
угля и мазута, м<sup>3</sup>.

$$\sum V_{сг}^{1,4} = V^{1,4}_{\text{уголь}} \times B_{\text{уголь}} + V^{1,4}_{\text{мазут}} \times B_{\text{мазут}}$$

## 1.3. Расчет выбросов оксидов азота

Выбросы диоксида азота:

$$M_{NO_2} = \sum V_{сг}^{1,4} \times 0,8 \times C_{nox} \times 10^{-9} =$$

$$= 10^{-9} \times 152465130,0 \times 0,8 \times 630 = 76,842 \text{ т} \quad (37)$$

Выбросы оксида азота:

$$M_{NO} = \sum V_{сг}^{1,4} \times 0,13 \times C_{nox} \times 10^{-9} =$$

$$= 10^{-9} \times 152465130,0 \times 0,13 \times 630 = 12,487 \text{ т} \quad (39)$$

$C_{nox}$  - концентрация окислов азота, определяемая  
путем прямых замеров-630 мг/м<sup>3</sup>;

$\sum V_{сг}^{1,4}$  - суммарный объём сухих газов при сжигании  
угля и мазута, м<sup>3</sup>.

## 1.4. Расчет выбросов окиси углерода

$C_{co}$  - концентрация окиси углерода согласно замеров -  
= 107,000 мг/м<sup>3</sup>,

$$M_{co} = \sum V_{сг}^{1,4} \times C_{co} \times 10^{-9} =$$

$$= 16,314 \quad (40)$$

т/мес.

### 1.5. Расчет выбросов оксидов ванадия

$$\begin{aligned}
 M_{V_2O_5} &= 10^{-6} \times G_{V_2O_5} \times B_T \times (1-\eta_{oc}) \times (1-\eta_{зу}) = & (41) \\
 &= 10^{-6} \times 82,2 \times 49,0 \times (1-0,05) \times (1-0,498) = 0,002 \text{ т} \\
 &= \frac{G_{V_2O_5}}{2222} \times A_p = \frac{2222}{2222} \times 0,037 = 82,2 \text{ г/т},
 \end{aligned}$$

$G_{V_2O_5}$  - содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчёте  $V_2O_5$  г/т;

$B_T$  - расход топлива, т;

$\eta_{oc}$  - доля ванадия, оседающего с твердыми частицами на поверхности нагрева, 0,05 - для котлов без промперегрева;

$\eta_{зу}$  - степень очистки дымовых газов в ЗУ,

$\eta_{зу} = \eta_y \times C$ , где:

$\eta_y$  - общая степень улавливания твердых частиц при сжигании угля, %,

$C$  - коэффициент, равный 0,5 для мокрых аппаратов;

$$\begin{aligned}
 &= \frac{G_{V_2O_5}}{2222} \times A_p, \text{ где:} \\
 &2222\text{- имперический коэффициент,} \\
 &A_p \text{ - содержание золы в мазуте на рабочую массу, \%}.
 \end{aligned}$$

### 1.6. Расчет золошлаковых отходов

Шлаки:

$$\begin{aligned}
 M_{ш} &= \frac{B_T \times A_p}{100 - \Gamma_{шл}} \times \alpha_{шл} = & (42) \\
 &= \frac{27494,0 \times 38,1}{100 - 2,0} \times 0,05 = 534,450 \text{ т}
 \end{aligned}$$

Зола:

$$\begin{aligned}
 M_z &= \frac{B_T \times A_p}{100 - \Gamma_{ун}} \times \alpha_{ун} \times \eta_{зу} = & (43) \\
 &= \frac{27494,0 \times 38,1}{100 - 5,9} \times 0,95 \times 0,995 = 10517,275 \text{ т}
 \end{aligned}$$

Золошлаковые отходы:

$$M_{обр} = M_{шл} + M_{з} = 534,450 + 10517,275 = 11051,725 \text{ т} \quad (44)$$

11051,725 т - образовалось за отчетный период,

- Вт - расход топлива за период;
- Ар - средняя зольность угля на рабочую массу, %;
- Гшл - содержание горючих веществ в шлаке, %  
(справочник энергетика, стр.116);
- ашл - доля уноса шлака - 0,05;
- αун - доля уноса золы - 0,95,  
(нормативный расчет котлоагрегатов).

Ингредиенты	Выброс
Всего	354,048
Твердые	58,129
Зола	58,127
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,002
Жидк.и газообр.	295,919
SO <sub>2</sub>	190,276
NO <sub>2</sub>	76,842
NO	12,487
CO	16,314

## РАСЧЕТ

выбросов вредных веществ в атмосферу  
от Каб АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

УГОЛЬ						
Внат	$P_H$	Q	S,	q <sup>4</sup>	A	Гун, %
		%	, %		P, %	
7263	4181	0,50	5,2	38,1		6,9
МАЗУТ						
Внат	$P_H$	Q	S,	A <sup>p</sup>		
		%	, %			
13	9848	0,34	0,037			

### 1. Выбросы вредных веществ,

ТОНН

ВСЕГО	93,811
Твердые	15,476
Зола	15,475
Ванадий	0,001
жидк. И газообр. сернистый	78,335
ангидрид	50,346
диоксид азота	20,300
монооксид азота	3,299
окись углерода	4,390
Эффективность золоулавливания $\eta_{зу} =$	
0,995	

Количество образовавшихся отходов - 2949,386

ТОНН

## РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ

вредных веществ в атмосферу от Каб  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива

табл.1

УГОЛЬ						
Внат	$P_H$	Q	S,	q <sup>4</sup>	A	Гун, %
		%	, %		P, %	
7263	4181	0,50	5,2	38,1		6,9

МАЗУТ			
Внат	Q <sup>РН</sup>	S, %	A <sup>Р</sup> , %
13	9848	0,34	0,037

Число растопок – 0

Ингредиенты	Отходящие	Выброс	Улов	КПД
Всего	2 910,209	93,811	2 816,398	
Твердые	2 823,678	15,476	2 808,202	
Зола	2 823,677	15,475	2 808,202	0,995
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,001	0,001	0,000	
Жидк. и газообр.	86,531	78,335		0,140
SO <sub>2</sub>	58,542	50,346		
NO <sub>2</sub>	20,300	20,300		
NO	3,299	3,299		
CO	4,390	4,390		

Количество образовавшихся золошлаковых отходов -  
2949,386 тонн

Расчет выбросов  
вредных веществ в атмосферу от Каб  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива  
табл.1

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>РН</sup>	S, %	q <sub>4</sub> , %	A <sup>Р</sup> , %	Гун, %
7263,0	4181	0,50	5,2	38,1	6,9
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>РН</sup>	S, %	A <sup>Р</sup> , %		

13	9848	0,34	0,037
----	------	------	-------

Число растопок – 0

### 1.1. Расчет выбросов твердых частиц

$$M_{ТВ} = C_{ТВ} \times V^{1,4 \text{ уголь}} \times B_{\text{уголь}} \times 10^{-9} \quad (45)$$

$$= 10^{-9} \times 40091760,0 \times 386 = 15,475 \text{ т}$$

$C_{ТВ}$  - концентрация твердых частиц, определяемая путем прямых замеров- 386 мг/м<sup>3</sup>;  
 $V^{1,4 \text{ уголь}}$  - Объем сухих газов при сжигании угля, м<sup>3</sup>/кг.  
 $B_{\text{уголь}}$  - расход угля, т;

### 1.2. Расчет выбросов оксидов серы

$$M_{SO_2} = \sum V_{сг}^{1,4} \times C_{SO_2}^{1,4 \text{ сг}} \times 10^{-9} = \quad (46)$$

$$= 10^{-9} \times 40277010,000 \times 1250 = 50,346 \text{ т}$$

$C_{SO_2}$  - концентрация оксида серы, определяемая путем прямых замеров-1250 мг/м<sup>3</sup>;  
 $\sum V_{сг}^{1,4}$  - суммарный объем сухих газов при сжигании угля и мазута, м<sup>3</sup>.

$$\sum V_{сг}^{1,4} = V^{1,4 \text{ уголь}} \times B_{\text{уголь}} + V^{1,4 \text{ мазут}} \times B_{\text{мазут}} \quad (47)$$

### 1.3. Расчет выбросов оксидов азота

Выбросы диоксида азота:

$$M_{NO_2} = \sum V_{сг}^{1,4} \times 0,8 \times C_{NO_2} \times 10^{-9} = \quad (48)$$

$$= 10^{-9} \times 40277010,0 \times 0,8 \times 630 = 20,300 \text{ т}$$

Выбросы оксида азота:

$$M_{NO} = \sum V_{сг}^{1,4} \times 0,13 \times C_{NO} \times 10^{-9} = \quad (49)$$

$$= 10^{-9} \times 40277010,0 \times 0,13 \times 630 = 3,299 \text{ т}$$

Спох. - концентрация окислов азота, определяемая  
 путем прямых замеров-630 мг/м<sup>3</sup>;  
 $\sum V_{сг}^{1,4}$ - суммарный объём сухих газов при сжигании  
 угля и мазута, м<sup>3</sup>.

#### 1.4. Расчет выбросов окиси углерода

$C_{со}$  - концентрация окиси углерода согласно замеров -  
 = 109,000 мг/м<sup>3</sup>,

$$M_{со} = \sum V_{сг}^{1,4} \times C_{со} \times 10^{-9} = \quad (50)$$

$$= 4,390 \text{ т/мес.}$$

#### 1.5. Расчет выбросов окислов ванадия

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \times G_{V_2O_5} \times B_t \times (1-\eta_{ос}) \times (1-\eta_{зу}) = \quad (51)$$

$$= 10^{-6} \times 82,2 \times 13,0 \times (1-0,05) \times (1-0,498) = 0,001 \text{ т}$$

$$G_{V_2O_5} = 2222 \times A_p = 2222 \times 0,037 = 82,2 \text{ г/т,}$$

$G_{V_2O_5}$  - содержание окислов ванадия в жидком топливе  
 в пересчёте  $V_2O_5$  г/т;

$B_t$  - расход топлива, т;

$\eta_{ос}$  - доля ванадия, оседающего с твердыми частицами  
 на поверхности нагрева, 0,05 - для котлов без  
 промперегрева;

$\eta_{зу}$  - степень очистки дымовых газов в ЗУ,

$\eta_{зу} = \eta_u \times C$ , где:

$\eta_u$ -общая степень улавливания твердых частиц при  
 сжигании угля, %,

$C$  -коэффициент, равный 0,5 для мокрых аппаратов;

$G_{V_2O_5} = 2222 \times A_p$ , где:

2222- имперический коэффициент,

$A_p$ -содержание золы в мазуте на рабочую массу, %.

#### 1.6. Расчет золошлаковых отходов

Шлаки:

$$M_{ш} = \frac{B_t \times A_p}{100} - \Gamma_{шл} \times \alpha_{шл} = \quad (52)$$

$$\Gamma_{шл}$$



$$= \frac{7263,0 \times 38,1}{100 - 2,0} \times 0,05 = 141,184 \text{ т}$$

Зола:

$$M_z = \frac{B_t \times A_p}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} \times \alpha_{\text{ун}} \times \eta_{\text{зу}} = \quad (53)$$

$$= \frac{7263,0 \times 38,1}{100 - 6,9} \times 0,95 \times 0,995 = 2808,202 \text{ т}$$

Золошлаковые отходы:

$$M_{\text{обр}} = M_{\text{шл}} + M_z = 141,184 + 2808,202 = 2949,386 \text{ т} \quad (54)$$

2949,386 т - образовалось за отчетный период,

$B_t$  - расход топлива за период;

$A_p$  - средняя зольность угля на рабочую массу, %;

$\Gamma_{\text{шл}}$  - содержание горючих веществ в шлаке, %  
(справочник энергетика, стр.116);

$\alpha_{\text{шл}}$  - доля уноса шлака - 0,05;

$\alpha_{\text{ун}}$  - доля уноса золы - 0,95,  
(нормативный расчет котлоагрегатов).

Ингредиенты	Выброс
Всего	93,811
Твердые	15,476
Зола	15,475
$V_2O_5$	0,001
Жидк.и газообр.	78,335
$SO_2$	50,346
$NO_2$	20,300
NO	3,299
CO	4,390

### РАСЧЕТ

выбросов вредных веществ в атмосферу  
от Ка7 АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

УГОЛЬ					
Внат	$Q^p_H$	S, %	q4, %	$A^p$ , %	$\Gamma_{\text{ун}}$ , %
16923	4181	0,50	2,4	38,1	3,1

МАЗУТ			
Внат	Q <sup>P</sup> <sub>H</sub>	S, %	A <sup>P</sup> , %
30	9848	0,34	0,037

1. Выбросы вредных веществ, тонн

ВСЕГО	-	218,293
Твердые	-	35,872
Зола	-	35,871
Ванадий	-	0,001
жидк. И газообр.	-	182,421
сернистый ангидрид	-	117,303
диоксид азота	-	47,297
монооксид азота	-	7,686
окись углерода	-	10,135

Эффективность золоулавливания  $\eta_{зу}=0,995$

Количество образовавшихся отходов - 6614,329 тонн

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ  
вредных веществ в атмосферу от Ка7  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива  
табл.1

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>P</sup> <sub>H</sub>	S, %	q4, %	A <sup>P</sup> , %	Гун, %
16923	4181	0,50	2,4	38,1	3,1

МАЗУТ			
Внат	Q <sup>РН</sup>	S,%	A <sup>Р</sup> ,%
30	9848	0,34	0,037

Число растопок – 1

Ингредиенты	Отходящие	Выброс	Улов	КПД
Всего	6 522,757	218,293	6 304,464	
Твердые	6 321,240	35,872	6 285,368	
Зола	6 321,238	35,871	6 285,367	0,995
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,002	0,001	0,001	
Жидк.и газообр.	201,517	182,421		0,140
SO <sub>2</sub>	136,399	117,303		
NO <sub>2</sub>	47,297	47,297		
NO	7,686	7,686		
CO	10,135	10,135		

Количество образовавшихся золошлаковых отходов -  
6614,32 тонн

Расчет выбросов  
вредных веществ в атмосферу от Ка7  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

Характеристика топлива  
табл.1

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>РН</sup>	S,%	q4, %	A <sup>Р</sup> , %	Гун,%
16923,0	4181	0,50	2,4	38,1	3,1
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>РН</sup>	S,%	A <sup>Р</sup> , %		
30	9848	0,34	0,037		

Число растопок – 1

1.1. Расчет выбросов твердых частиц

$$\begin{aligned} M_{\text{ТВ}} &= C_{\text{ТВ}} \times V^{1,4 \text{ уголь}} \times B_{\text{уголь}} \times 10^{-9} \\ &= 10^{-9} \times 93414960,0 \times 384 = 35,871 \text{ т} \end{aligned} \quad (55)$$

$C_{\text{ТВ}}$  - концентрация твердых частиц, определяемая  
путем прямых замеров- 384 мг/м<sup>3</sup>;  
 $V^{1,4 \text{ уголь}}$  - Объем сухих газов при сжигании  
угля, м<sup>3</sup>/кг.  
 $B_{\text{уголь}}$  - расход угля, т;

1.2. Расчет выбросов оксидов серы

$$\begin{aligned} M_{\text{SO}_2} &= \sum V_{\text{сг}}^{1,4} \times C_{\text{SO}_2}^{1,4 \text{ сг}} \times 10^{-9} = \\ &= 10^{-9} \times 93842460,0 \times 1250 = 117,303 \text{ т} \end{aligned} \quad (56)$$

$C_{\text{SO}_2}$  - концентрация оксида серы, определяемая  
путем прямых замеров-1250 мг/м<sup>3</sup>;  
 $\sum V_{\text{сг}}^{1,4}$  - суммарный объем сухих газов при сжигании  
угля и мазута, м<sup>3</sup>.  
 $\sum V_{\text{сг}}^{1,4} = V^{1,4 \text{ уголь}} \times B_{\text{уголь}} + V^{1,4 \text{ мазут}} \times B_{\text{мазут}}$  (57)

1.3. Расчет выбросов оксидов азота

Выбросы диоксида азота:

$$\begin{aligned} M_{\text{NO}_2} &= \sum V_{\text{сг}}^{1,4} \times 0,8 \times C_{\text{NO}_x} \times 10^{-9} = \\ &= 10^{-9} \times 93842460,0 \times 0,8 \times 630 = 47,297 \text{ т} \end{aligned} \quad (58)$$

Выбросы оксида азота:

$$\begin{aligned} M_{\text{NO}} &= \sum V_{\text{сг}}^{1,4} \times 0,13 \times C_{\text{NO}_x} \times 10^{-9} = \\ &= 10^{-9} \times 93842460,0 \times 0,13 \times 630 = 7,686 \text{ т} \end{aligned} \quad (59)$$

$C_{\text{NO}_x}$  - концентрация окислов азота, определяемая  
путем прямых замеров-630 мг/м<sup>3</sup>;  
 $\sum V_{\text{сг}}^{1,4}$  - суммарный объем сухих газов при сжигании  
угля и мазута, м<sup>3</sup>.

#### 1.4. Расчет выбросов окиси углерода

$C_{\text{со}}$  - концентрация окиси углерода согласно замеров -  
 $= 108,000 \text{ мг/м}^3$ ,

$$M_{\text{со}} = \sum V_{\text{сг}}^{1.4} \times C_{\text{со}} \times 10^{-9} = \quad (60)$$

$$= 10,135 \text{ т/мес.}$$

#### 1.5. Расчет выбросов оксидов ванадия

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \times G_{V_2O_5} \times B_{\text{т}} \times (1-\eta_{\text{ос}}) \times (1-\eta_{\text{зу}}) = \quad (61)$$

$$= 10^{-6} \times 82,2 \times 30,0 \times (1-0,05) \times (1-0,498) = 0,001 \text{ т}$$

$$G_{V_2O_5} = 2222 \times A_{\text{р}} = 2222 \times 0,037 = 82,2 \text{ г/т,}$$

$G_{V_2O_5}$  - содержание оксидов ванадия в жидком топливе  
 в пересчёте  $V_2O_5$  г/т;

$B_{\text{т}}$  - расход топлива, т;

$\eta_{\text{ос}}$  - доля ванадия, оседающего с твердыми частицами  
 на поверхности нагрева, 0,05 - для котлов без  
 промперегрева;

$\eta_{\text{зу}}$  - степень очистки дымовых газов в ЗУ,

$\eta_{\text{зу}} = \eta_{\text{у}} \times C$ , где:

$\eta_{\text{у}}$  -общая степень улавливания твердых частиц при  
 сжигании угля, %,

$C$  -коэффициент, равный 0,5 для мокрых аппаратов;

$G_{V_2O_5} = 2222 \times A_{\text{р}}$ , где:

2222- имперический коэффициент,

$A_{\text{р}}$  -содержание золы в мазуте на рабочую массу, %.

#### 1.6. Расчет золошлаковых отходов

Шлаки:

$$M_{\text{ш}} = \frac{B_{\text{т}} \times A_{\text{р}}}{100 - \Gamma_{\text{шл}}} \times \alpha_{\text{шл}} = \quad (62)$$

$$= \frac{16923,0 \times 38,1}{100 - 2,0} \times 0,05 = 328,962 \text{ т}$$

Зола:

$$M_{\text{з}} = \frac{B_{\text{т}} \times A_{\text{р}}}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} \times \alpha_{\text{ун}} \times \eta_{\text{зу}} = \quad (63)$$

$$= \frac{16923,0 \times 38,1}{100 - 3,1} \times 0,95 \times 0,995 = 6285,367 \text{ т}$$

Золошлаковые отходы:

$$M_{обр} = M_{шл} + M_{з} = 328,962 + 6285,367 = 6614,329 \text{ т} \quad (64)$$

6614,329 т - образовалось за отчетный период,

- Вт - расход топлива за период;
- Ар - средняя зольность угля на рабочую массу, %;
- Гшл - содержание горючих веществ в шлаке, %  
(справочник энергетика, стр.116);
- Ашл - доля уноса шлака - 0,05;
- Аун - доля уноса золы - 0,95,  
(нормативный расчет котлоагрегатов).

Ингредиенты	Выброс
Всего	218,293
Твердые	35,872
Зола	35,871
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,001
Жидк.и газообр.	182,421
SO <sub>2</sub>	117,303
NO <sub>2</sub>	47,297
NO	7,686
CO	10,135

### РАСЧЕТ

выбросов вредных веществ в атмосферу  
от всех котлов АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.

УГОЛЬ					
Внат	Р <sub>Н</sub>	S, %	q <sub>4</sub> ,%	А <sup>р</sup> ,%	Г <sub>ун</sub> ,%
162969	181	0,5	4,4	38,1	5,9

МАЗУТ			
Внат	Q <sup>p</sup> <sub>н</sub>	,% S	A <sup>p</sup> ,%
290	9848	0,34	0,037

1. Выбросы вредных веществ, тонн

ВСЕГО- 2103,773

Твердые- 346,907

Зола- 346,895

Ванадий- 0,012

жидк. И газообр.- 1756,866

сернистый ангидрид- 1129,267

диоксид азота- 455,476

монооксид азота- 74,016

окись углерода- 98,107

Количество образовавшихся отходов - 275392,929 тонн

65488,929

Плата составит: 43963,929тыс.тенге

из них:

1.Выбросы в атмосферу- 36825,899тыс.тенге

2.Гидро. золошлаковые отходы -7138,030тыс.тенге

**РАСЧЕТ**  
**вредных веществ в атмосферу от всех котлов**  
**АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.**

Характеристика топлива  
табл.1

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>p</sup> <sub>H</sub>	S,%	q4,%	A <sup>p</sup> ,%	Гун,%
162969	4181	0,50	4,4	38,1	5,9
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>p</sup> <sub>H</sub>	S,%	A <sup>p</sup> ,%		
290	9848	0,34	0,037		

Число растопок – 8

Ингредиенты		Отходящие	Выброс	Улов
Всего		64 608,629	2 103,773	62 504,857
Твердые		62 667,929	346,907	62 321,022
Зола		62 667,906	346,895	62 321,011
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>		0,023	0,012	0,011
Жидк.и газообр.		1 940,700	1 756,866	183,834
SO <sub>2</sub>		1 313,101	1 129,267	183,834
NO <sub>2</sub>		455,476	455,476	
NO		74,016	74,016	



CO	98,107	98,107	
----	--------	--------	--

Количество образовавшихся золошлаковых отходов -  
65488,929

**Расчет выбросов  
вредных веществ в атмосферу от всех котлов  
АлЭС ТЭЦ-2 за март месяц 2015 г.**

Характеристика топлива  
табл.1

УГОЛЬ					
Внат	Q <sup>p</sup> <sub>н</sub>	S, %	q <sub>4</sub> , %	A <sup>p</sup> , %	Г <sub>ун</sub> , %
162969	4181	0,50	4,4	38,1	5,9
МАЗУТ					
Внат	Q <sup>p</sup> <sub>н</sub>	S, %	A <sup>p</sup> , %		
290	9848	0,34	0,037		

Число растопок – 8

1. Расчет выбросов твердых частиц

$$M_{ТВ}(ТЭЦ) = \square M_{ТВ}(к.а.) = 346,895 \text{ т/мес.} \quad (66)$$

2. Расчет выбросов оксидов серы

$$M_{SO_2}(ТЭЦ) = \square M_{SO_2}(к.а.) = 1129,267 \text{ т/мес.} \quad (67)$$

### 3. Расчет выбросов оксидов азота

$$M_{\text{No}_2}(\text{тэц}) = \square M_{\text{No}_2}(\text{к.а.}) = 455,476 \text{ т/мес.} \quad (68)$$

$$M_{\text{No}}(\text{тэц}) = \square M_{\text{No}}(\text{к.а.}) = 4,016 \text{ т/мес.} \quad (69)$$

### 4. Расчет выбросов окиси углерода

$$M_{\text{Co}}(\text{тэц}) = \square M_{\text{Co}}(\text{к.а.}) = 98,107 \text{ т/мес.} \quad (70)$$

### 5. Расчет выбросов оксидов ванадия

$$M_{\text{V}_2\text{O}_5}(\text{тэц}) = \square M_{\text{V}_2\text{O}_5}(\text{к.а.}) = 0,012 \text{ т/мес.} \quad (71)$$

### 6. Расчет золошлаковых отходов

Шлаки:

$$M_{\text{ш}}(\text{тэц}) = \square M_{\text{ш}}(\text{к.а.}) = 3167,918 \text{ т/мес.} \quad (72)$$

Зола:

$$M_{\text{з}}(\text{тэц}) = \square M_{\text{з}}(\text{к.а.}) = 62321,011 \text{ т/мес.} \quad (73)$$

Золошлаковые отходы:

$$\begin{aligned} M_{\text{обр}}(\text{тэц}) &= M_{\text{шл}}(\text{тэц}) + M_{\text{з}}(\text{тэц}) = \\ &= 3167,918 + 62321,011 = 65488,929 \text{ т/мес.} \end{aligned} \quad (74)$$

Ингредиенты	Выброс
Всего	2 103,773
Твердые	346,907
	346,895

Зола		
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>		0,012
Жидк.и газообр.		1 756,866
SO <sub>2</sub>		1 129,267
NO <sub>2</sub>		455,476
NO		74,016
CO		98,107

### 3.1 Расчет котлоагрегата №8

Показатель	Размерность	Котлоагрегаты								Итого
		ст.№1	ст.№2	ст.№3	ст.№4	ст.№5	ст.№6	ст.№7	ст.№8	
		БКЗ-420	БКЗ-420	БКЗ-420	БКЗ-420	БКЗ-420	БКЗ-420	БКЗ-420	БКЗ-420	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>2015 год</b>										
1.Расход топлива	Тут	198 278	198 278	198 278	198 278	198 278	198 278	98 278		1 387 949
в т.ч.										
Уголь	Тнт	330 000	330 000	330 000	330 000	330 000	330 000	330 000		2 310 000
Мазут	Тнт	870	870	870	870	870	870	870		6090
2.КПД ЗУУ(ср.эксплуатационный)		0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992		
3.Выброс золы(пыль неорг.)	Т	1065, 4929	1065, 4929	1065, 4929	1065, 4929	1065, 4929	1065, 4929	1065, 4929		
4.Концентрация твердых частиц(факт)	мг/м3	550	550	550	550	550	550	550		
5.Концентрация твердых частиц(техрегламент)	мг/м3	400- 700	400- 700	400- 700	400- 700	400- 700	400- 700	400- 700		
6.Выброс золы мазутной(в пересчете на ванадий)	Т	0,027 8	0,027 8	0,027 8	0,027 8	0,027 8	0,027 8	0,027 8		0,1944
7.Выброс диоксида серы	Т	2	2	2	2	2	2	2		19

		819,6 786	819,6 786	813,8 407	822,5 975	810,9 218	749,6 244	808,0 029		644,3444
8.Концентрация диоксида серы(факт)	мг/м3	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500		
9.Концентрация диоксида серы(техрегламент)	мг/м3	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000		
10.Концентрация окислов азота,приведенная @=1,40(факт)	мг/м3	680	680	680	680	680	680	680		
11.Концентрация окислов азота,приведенная @=1,40(техрегламент)	мг/м3	680	680	680	680	680	680	680		
12.Выброс диоксида азота	Т	963,7 73	963,7 73	961,7 776	964,7 707	960,7 799	939,8 284	959,7 822		6714,484 9
13.Выбросы оксида азота	Т	156,6 131	156,6 131	156,2 889	156,7 752	156,1 267	152,7 221	155,9 646		1091,103 8
14.Концентрация оксида углерода приведенная @=1,40	мг/м3	120	120	120	120	120	120	120		
15.Выброс оксида углерода	Т	212,5 97	212,5 97	212,1 568	212,8 171	211,9 368	207,3 151	211,7 167		1 481,1364
16.Выброс бензапирена	Т	0,000 51	0,000 51	0,000 51	0,000 51	0,000 51	0,000 51	0,000 51		0,00354
Итого выбросов	Т	5 218,1 829	5 218,1 829	5 207,3 793	5 223,5 847	5 201,9 775	5 088,5 393	5 196,5 757		36 354,4222
<b>2016 год</b>										
1.Расход топлива	Тут	205 755	198 415	182 355	182 777	213 568	167 413	276 107	88 132	1 514 523

в т.ч.										
Уголь	ТнТ	342 465	330 264	303 537	304 031	355 276	278 768	459 851	145 808	2 520 000
Мазут	ТнТ	893	855	784	874	1 010	676	1 076	757,7	6 926
2.КПД ЗУУ(ср.эксплуатационный)		0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	
3.Выброс золы(пыль неорг.)	Т	1105, 7395	1066, 346	978,0 198	982,6 625	1143, 5404	877,7 138	478,6 032	471,2681	8103,893 4
4.Концентрация твердых частиц(факт)	мг/м3	550	550	550	550	550	550	550	550	
5.Концентрация твердых частиц(техрегламент)	мг/м3	400- 700	400- 700	400- 700	400- 700	400- 700	400- 700	400- 700	400-700	
6.Выброс золы мазутной(в пересчете на ванадий)	Т	0,028 5	0,027 3	0,025	0,027 9	0,032 2	0,021 6	0,034 3	0,0242	0,2211
7.Выброс диоксида серы	Т	2926, 1047	2821, 8032	2588, 0537	2601, 0959	3026, 8442	2322, 258	3911, 7603	1 250,3302	21 448,2502
8.Концентрация диоксида серы(факт)	мг/м3	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	
9.Концентрация диоксида серы(техрегламент)	мг/м3	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	
10.Концентрация окислов азота,приведенная @=1,40(факт)	мг/м3	680	680	680	680	680	680	680	550	
11.Концентрация окислов азота,приведенная @=1,40(техрегламент)	мг/м3	680	680	680	680	680	680	680	550	
12.Выброс диоксида азота	Т	1000, 1064	964,4 279	884,5 282	889,3 919	1034, 9178	793,4 908	1336, 428	347,0467	7250,337 6

13.Выбросы оксида азота	Т	162,5 173	156,7 195	143,7 358	144,5 262	168,1 741	128,9 422	217,1 695	56,3951	1178,179 9
14.Концентрация оксида углерода приведенная @=1,40	мг/м3	120	120	120	120	120	120	120	120	
15.Выброс оксида углерода	Т	220,6 117	212,7 414	195,1 165	196,1 894	228,2 907	175,0 347	294,8 003	94,6491	1617,433 9
16.Выброс бензапирена	Т	0,000 52	0,000 51	0,000 47	0,000 47	0,000 54	0,000 43	0,000 7	0,00022	0,00386
Итого выбросов	Т	5415, 1086	5222, 0659	4789, 4796	4813, 8943	5601, 8	4297, 4615	7238, 7964	2 219,7136	39 598,32
<b>2017-2024 гг.</b>										
1.Расход топлива	Тут	222 959	215 005	197 602	198 064	231 430	181 409	299 187	95 522	1 641 179
в т.ч.										
Уголь	Тнт	371 018	357 800	328 844	329 380	384 897	302 010	498 191	157 965	2 730 105
Мазут	Тнт	1 003	960	880	981	1 134	759	1 208	850,7	7 775,7
2.КПД ЗУУ(ср.эксплуатационный)		0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	
3.Выброс золы(пыль неорг.)	Т	1197, 9305	1155, 2527	1059, 5622	1064, 592	1238, 8831	950,8 932	1601, 8818	510,5601	8779,555 5
4.Концентрация твердых частиц(факт)	мг/м3	550	550	550	550	550	550	550	550	
5.Концентрация твердых частиц(техрегламент)	мг/м3	400- 700	400- 700	400- 700	400- 700	400- 700	400- 700	400- 700	400-700	
6.Выброс золы мазутной(в пересчете на ванадий)	Т	0,032	0,030 6	0,028 1	0,031 3	0,036 2	0,024 2	0,038 6	0,0272	0,2482

7.Выброс диоксида серы	Т	3170, 3679	3057, 3575	2804, 0947	2818, 2553	3279, 5447	2516, 0971	4238, 2622	1 354,8306	23 238,81
8.Концентрация диоксида серы(факт)	мг/м3	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	
9.Концентрация диоксида серы(техрегламент)	мг/м3	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	
10.Концентрация окислов азота,приведенная @=1,40(факт)	мг/м3	680	680	680	680	680	680	680	550	
11.Концентрация окислов азота,приведенная @=1,40(техрегламент)	мг/м3	680	680	680	680	680	680	680	550	
12.Выброс диоксида азота	Т	1083, 7533	1045, 0887	958,5 06	963,8 024	1121, 5004	859,8 421	1448, 1681	376,1623	7856,823 3
13.Выбросы оксида азота	Т	176,1 099	169,8 269	155,7 572	156,6 179	182,2 438	139,7 243	235,3 273	61,1264	1276,733 8
14.Концентрация оксида углерода приведенная @=1,40	мг/м3	120	120	120	120	120	120	120	120	
15.Выброс оксида углерода	Т	239,0 632	230,5 343	211,4 351	212,6 035	247,3 898	189,6 711	319,4 488	102,5897	1752,735 5
16.Выброс бензапирена	Т	0,000 57	0,000 55	0,000 5	0,000 51	0,000 59	0,000 46	0,000 76	0,00024	0,00419
Итого выбросов	Т	5867, 2574	5658, 0913	5189, 3839	5215, 903	6069, 5986	4656, 2525	7843, 1275	2 405,2965	42904,91 04999999



## **Вывод**

Были приведены расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу от котлов №1,2,3,4,5,6,7 и общий расчет с котлом №8.

## Заключение

В данном предложении представлены основные технические решения по котельной установке с котлом Е-420-13,8-560 КТ (ПК-100) для восстановления котла ст. № 8 ТЭЦ-2 города Алматы, Республика Казахстан.

Предложены основные технические решения:

- компоновка котла – П-образная;
- система пылеприготовления с прямым вдуванием, с 4-мя молотковыми мельницами и сушкой горячим воздухом.
- топочно-горелочное устройство с прямоточными пылеугольными горелками 1-го, 2-го ярусов, воздушные сопла бокового дутья, выше горелок расположены сопла третичного дутья (ОФА).

За счет организации топочных процессов окислы азота будут поддерживаться на уровне  $\text{NO}_x \leq 470$  мг/м<sup>3</sup> ( $\alpha=1,4$ ) при работе на каменных углях Экибастузского месторождения.

Выбросы  $\text{SO}_x$  и золы определяются установкой газоочистных устройств.

## Список литературы

1. Закон «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» РК от 13.01.2012.
2. Программа «Энергосбережение–2020». Постановление Правительства РК № 904 от 04.09.2013г.
3. <http://www.kazenergy.kz/arhiv/36/14.htm>
4. <http://www.investkz.com/articles/2981.html>
5. www.iea.org/etp Energy Technology Perspectives2012 (Журнал ЭНЕРГЕТИКА, №1 (36) февраль 2011 г).
6. <http://www.ales.kz/ru/ustojchivoerazvitie/40strategiyaustojchivogorazvitiya>  
СТРАТЕГИЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ
7. <http://www.ales.kz/kz/my-v-smi/57-2013-god/202-gazeta-ya-pokupatel-i-sobstvennik-2013-27sentyabrya-39-glavnyj-postavshchik-energii>
8. Техническая документация с АлЭС ТЭЦ-2.
9. The Business Case For Reliability. John Schultz, Robert DiStefano // The 18th International Maintenance Conference.
10. Polysamy S.S., Marat O., Brom J. Система слежения и контроля оборудования ALLY ТМ и ее значение для безопасности и надежности АЭС Темелин / S.S. Polysamy, O. Marat, J. Brom // International Symposium on Safety and Reability Systems OF RWRs and BWRd .- Brno. Czech Republic, May, 1995 .- 22p.
11. Sound and Vibration / R. Bannister .- 1982 .- №9 .- P.16-20.
12. Data Collection and Record Keeping for the Management - of Nuclear Power Ageinu / Safetv Series No50-P-3/IAEA, 1991. 82
13. 1.СНиП П-35-76 “Котельные установки” [Электронный ресурс]. – Режимдоступа : // <http://www.vashdom.ru/snip/П-35-76.2>.Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций ВНТП 81 [Электронный ресурс].
14. <http://www.sigma08.ru/jur3-9.htm>
15. [www.microninter-sibir.ru/?n=28](http://www.microninter-sibir.ru/?n=28)
16. Н. П. ЖУКОВ, Н. Ф. МАЙНИКОВА, О. Н. ПОПОВ и др .КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ.ПАРОВЫЕ КОТЛЫ стр.7-8
17. Технический отчёт за 2014 год АО АлЭС ТЭЦ-2
18. <http://el.kz/blogs/entry/content-4049>
19. [http://total.kz/business/economics/2013/09/19/almatinskie\\_elektricheskie\\_stanc](http://total.kz/business/economics/2013/09/19/almatinskie_elektricheskie_stanc).
20. <http://www.ales.kz/ru/35-b-limsheleri/66-almatinskaya-tets-2>
21. <http://brendas.kz/stavki-platy-za-emissii-v-okruzhayushhuyu-sredupogorodu-almaty.html>

